

BIBLIOTECA NACIONES UNIDAS MEXICO

Distr.
RESTRINGIDA

LC/MEX/R.503/Rev.1
25 de mayo de 1995

ORIGINAL: ESPAÑOL

C E P A L

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

**ISTMO CENTROAMERICANO: PERSPECTIVAS DEL SUBSECTOR
ELECTRICO DURANTE EL PERIODO 1995-2005**

Este documento no ha sido sometido a revisión editorial.

95-5-38

INDICE

	<u>Página</u>
PRESENTACION	1
I. RESUMEN, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	2
A. RESUMEN	2
B. CONCLUSIONES	9
C. RECOMENDACIONES	11
II. EVOLUCION DEL SUBSECTOR ELECTRICO EN EL ISTMO CENTROAMERICANO EN EL PERIODO 1990-1993	13
A. LA ENERGIA EN EL CONTEXTO ECONOMICO DEL PERIODO EN ESTUDIO	13
1. Entorno macroeconómico del Istmo Centroamericano	13
2. Interdependencia de energía y economía en la región	16
B. EL SUBSECTOR ELECTRICO	19
1. Sistemas interconectados nacionales	19
a) Características de los sistemas eléctricos	19
b) Evolución del consumo de energía eléctrica	19
c) Índice de electrificación	22
d) Evolución de la estructura y del balance de generación	22
e) Índice de pérdidas	25
f) Consumo de combustibles	26
g) Aspectos económicos y financieros	27
h) Reforma a los marcos regulatorios	28
2. Sistemas interconectados subregionales	30
a) Evaluación del consumo y del balance de generación en los bloques de interconexión	30
b) Transferencias entre países	32
c) Cooperación regional	33

III. PROGRAMAS DE AMPLIACION DE LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS NACIONALES EN EL PERIODO 1995-2005	49
A. SISTEMAS INTERCONECTADOS NACIONALES	50
1. Proyecciones de la demanda	50
2. Programas de ampliación de los sistemas nacionales	51
3. Programa de inversiones	55
a) Estimación de las inversiones	55
4. Observaciones sobre los programas nacionales	56
B. Implicaciones de los programas nacionales en la región	58
1. Análisis regional de las proyecciones de la demanda	58
2. Análisis regional de los programas de ampliación	59
IV. PARTICIPACION DE LA EMPRESA PRIVADA EN EL SUBSECTOR ELECTRICO DE LA REGION	69
a) Costa Rica	70
b) El Salvador	71
c) Guatemala	71
d) Honduras	77
e) Nicaragua	80
f) Panamá	80
V. PERSPECTIVAS DEL SUBSECTOR ELECTRICO REGIONAL CON UNA OPERACION COORDINADA DE LOS SISTEMAS NACIONALES	82
A. ESCENARIOS, BASES Y CRITERIOS	84
a) Escenarios	84
b) Metodología	85
c) Bases del estudio	85
d) Otras consideraciones	87
B. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES	90
1. Resultados por país	90

a)	Costa Rica	90
b)	El Salvador	92
c)	Guatemala	94
d)	Honduras	96
e)	Nicaragua	98
f)	Panamá	99
g)	Los sistemas aislados. Conclusión	101
2.	Los sistemas interconectados	102
a)	Resultados de la operación coordinada	102
b)	Los obstáculos para obtener mayores beneficios de las interconexiones	106
3.	Algunas acciones para fortalecer la integración de los sistemas eléctricos nacionales	107
a)	Los riesgos de suministro, los beneficios de las interconexiones y la necesidad de impulsar la operación coordinada	107
b)	Mejorar las condiciones de negociación con los autoprodutores y generadores independientes	107
c)	Programas de reducción de pérdidas y de conservación y uso eficiente de la energía	108
d)	Continuar los estudios de factibilidad de proyectos de generación	108
e)	Nuevos esquemas de financiamiento	108
f)	Los proyectos regionales como una primera etapa de la planificación coordinada	109
g)	Apoyo y reforzamiento al CEAC	109

Anexos:

I.	Istmo Centroamericano: Programas de inversión en proyectos de generación de energía eléctrica	123
II.	Istmo Centroamericano: Resultados de la operación de los sistemas interconectados. Período 1995-2000	130
III.	Istmo Centroamericano: Información histórica seleccionada	146

PRESENTACION

En este documento se expone la evolución del subsector eléctrico del Istmo Centroamericano en un período de importantes cambios comprendido entre 1990 y 1993. Su tratamiento se enmarca en el desenvolvimiento económico que imperó en la región en esos años.

Asimismo, se presenta un análisis sobre los planes de expansión de las seis empresas eléctricas públicas, los requerimientos de inversión para ejecutarlos, un resumen sobre el estado actual de los procesos de reforma y reestructuración del subsector eléctrico, y un balance de la situación para lograr cubrir las necesidades de suministro eléctrico en dichos países. Se evalúan también los beneficios que pueden derivarse de las interconexiones al impulsar una operación coordinada; entre ellos, una mayor seguridad de abastecimiento y la disminución de la energía no servida, las ventajas económicas resultantes de utilizar menos hidrocarburos y la operación económica de los autoprodutores o generadores independientes dentro del despacho de los sistemas interconectados.

Finalmente, se formulan algunas reflexiones sobre la relevancia de una mayor integración del subsector eléctrico, y se sugieren acciones para marchar hacia ese objetivo.

Se incluyen tres anexos estadísticos. El primero contiene información detallada sobre los programas de inversión en generación eléctrica. El segundo contiene una serie de cuadros y gráficas que complementan los resultados de la operación de los sistemas interconectados, que se analizan en el capítulo V. El tercero contiene información histórica seleccionada sobre los sistemas eléctricos de la región.

I. RESUMEN, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A. RESUMEN

1. Los países del Istmo Centroamericano finalizaron el decenio pasado con un proceso de ajuste estructural, el cual mostraba algún grado de avance, con economías más expuestas a la competencia externa. Durante los cuatro primeros años de la nueva década se puede identificar algunas características generales como las más sobresalientes en la región. En primer lugar, un proceso de convergencia en las políticas económicas, con mejoras en los aspectos fiscales, monetario y financiero. En segundo lugar, avances en el proceso de apertura comercial, por medio de una reducción sustancial de la protección arancelaria, y una liberalización financiera. Y, por último, esfuerzos importantes encaminados a profundizar la integración económica del Istmo Centroamericano.
2. El producto interno bruto de la región mostró un crecimiento vigoroso de 4.5% durante el período 1990-1993, el cual provino principalmente de la demanda interna, en especial desde 1991, y no exclusivamente de la demanda externa. De esta forma, el PIB por habitante experimentó un proceso de recuperación sostenido, invirtiendo la tendencia decreciente de la década pasada. Por su parte, las exportaciones de la región crecieron en forma continua, alcanzando un monto de 5,133 millones de dólares en 1993, a pesar de las tendencias desfavorables en los precios de los productos tradicionales. Lo anterior fue compensado con las exportaciones de bienes no tradicionales, en particular los agrícolas, que mostraron una tendencia positiva.
3. En el campo de la cooperación regional, merece la pena destacar el fuerte incremento de los intercambios comerciales en el Mercado Común Centroamericano (MCCA) y los avances en la consolidación de la integración económica del Istmo. De esta forma, el valor del comercio regional se duplicó en el período en mención, lo que permitió recuperar los niveles más altos de interdependencia en el MCCA. Ahora bien, con respecto al proceso de integración, en el último año los países de la región firmaron el Protocolo de Guatemala, el cual reforma el Tratado General de Integración Económica de 1960.
4. El consumo de electricidad de los países del Istmo Centroamericano se incrementó durante el período 1990-1993, a una tasa promedio anual del 6.6%, superior al ritmo de crecimiento del PIB y de la población. El mayor mercado de energía eléctrica en la región es el de Costa Rica, seguido, en orden decreciente, por Guatemala, Panamá, El Salvador, Honduras y Nicaragua. Las ventas de energía eléctrica mostraron una tasa de crecimiento elevada en El Salvador (9.2%), y en Guatemala (8.5%). Por el contrario, Nicaragua fue el país con el menor ritmo de crecimiento, pues alcanzó sólo un 1.1%. El resto de los países tuvo crecimientos intermedios, de forma que Honduras y Panamá experimentaron tasas de alrededor del 6.7%, y Costa Rica alcanzó el 5.8%.
5. El índice de electrificación de la región presentó un incremento importante, al pasar del 45% en 1990, al 50% en 1992, como resultado de los diferentes programas de electrificación. Este índice subió en todos los países de la región; sin embargo, destaca el caso de Costa Rica, cuyo índice llegó al 92.4% en 1992.

6. El programa de adiciones de nuevas centrales de generación sufrió un cambio radical con respecto al realizado en la década pasada, ya que en el período 1990-1993 se instalaron en la región 536 MW, de los cuales el 87.5% correspondió a turbinas de gas y centrales de combustión interna. Debe recordarse que en los años ochenta, los países de la región pusieron en operación una serie importante de centrales hidroeléctricas y geotérmicas. Costa Rica fue el único país que instaló plantas hidráulicas, con una capacidad de 40 MW, a lo cual se adicionaron tres turbinas de gas de 108 MW. Además de ser el país con la mayor capacidad instalada en el Istmo, también es el que posee la componente hidroeléctrica más elevada, la cual representó en 1993 el 75.7%. En El Salvador se instalaron 10 MW en dos unidades geotérmicas de boca de pozo y 168 MW en turbinas de gas. El caso de Guatemala presenta una característica especial, ya que durante el período inició operaciones un autoproducer privado, con una capacidad de 110 MW. Adicionalmente, se instaló una turbina de gas de 50 MW y se contó con 20 MW de cogeneración. Por su parte, tanto Honduras como Panamá carecieron de adiciones a su sistema de generación, mientras que Nicaragua sólo instaló una turbina de gas de 27 MW.

7. La capacidad instalada de los seis países del Istmo Centroamericano ascendía, al 31 de diciembre de 1993, a 4,654 MW, en los que la componente hidroeléctrica continuó siendo mayoritaria, con el 58.9%, a pesar del programa de instalaciones reciente. El resto de la estructura de los medios de generación lo componen turbinas de gas y plantas de combustión interna, con el 25.6%, alcanzando un segundo lugar por primera vez en la región. Le siguen las plantas de vapor, con el 11.7%, y las geotérmicas, con el 3.8%.

8. Durante el período 1990-1993, las pérdidas de los sistemas eléctricos de la región continuaron presentando una tendencia creciente, pues pasaron del 17.1% en 1990 al 17.8% en 1993. Sin embargo, la situación es más crítica al analizar la situación por país, ya que tres sistemas tienen pérdidas de entre el 22% y el 28% (Honduras, Nicaragua y Panamá). Costa Rica mantiene su posición con el menor índice de pérdidas, el cual alcanzó 10.8% en 1993.

9. Como consecuencia de la baja producción hidroeléctrica y de la inclusión de nuevas centrales térmicas, el uso de combustibles para la generación de energía eléctrica se incrementó en 240% entre 1990 (2.5 millones de barriles) y 1993 (8.4 millones de barriles). En cuanto a la estructura, el búnker C, que en 1990 cubría el 84% de las necesidades, limitó su participación al 56%, debido a una menor utilización de las centrales de vapor que, en muchos casos, han reducido su disponibilidad o bien se encuentran en mantenimiento mayor, situación que ha obligado a un mayor uso del diesel para las turbinas de gas y plantas de combustión interna. Por otra parte debe observarse, a partir de 1993, la importante presencia de generadores privados que han instalado generadores de combustión interna de media velocidad, responsables del 19% del consumo de búnker en ese año.

10. La mayor parte de las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano, en alguna medida continuaron afrontando problemas de tipo financiero, administrativo e institucional durante el período 1990-1993, los cuales se han convertido en un obstáculo para el desarrollo del subsector eléctrico de los países. En el aspecto financiero, el principal problema radica en la generación insuficiente de recursos, para hacer frente tanto a los gastos de operación, mantenimiento y administración, como a los correspondientes a la expansión de los sistemas y a la carga del servicio de la deuda. Los problemas financieros van evidentemente ligados a los de orden institucional y administrativo que

han enfrentado las empresas, los cuales representan barreras para mejorar la eficiencia de las actividades generales del subsector.

11. Como parte de los procesos de ajuste acordados por los países de la región con los organismos internacionales, se incluyó la ejecución de reformas en los marcos institucionales de los respectivos sectores energéticos. De esta forma, durante el período que se inició en 1990, se adelantaron en la región diferentes estudios para proceder a la reforma de los subsectores eléctricos. A mediados de 1994, el avance de las reformas en los subsectores eléctricos de la región era disímil. En este sentido, se puede clasificar a los países de la siguiente manera: i) Costa Rica, con reformas aprobadas a nivel legislativo; ii) El Salvador, Honduras y Nicaragua, con anteproyectos de ley realizados o en preparación, y iii) Guatemala y Panamá, con estudios aún no aprobados o en ejecución.

12. Luego de la construcción de las líneas de interconexión en las décadas de los setenta y ochenta, actualmente los países del Istmo Centroamericano presentan un bloque norte, integrado por El Salvador y Guatemala, y un bloque sur, compuesto por Costa Rica, Honduras, Nicaragua y Panamá. Las ventas del bloque sur, el de mayor tamaño, se incrementaron a 9,336 GWh en 1993, a un ritmo promedio anual de 5.6%. Las del bloque norte se elevaron a 4,917 GWh en 1993, con una tasa de crecimiento promedio anual de 8.8%, superior a la experimentada por el bloque sur.

13. La capacidad instalada del bloque norte se incrementó de 1,458 MW en 1990 a 1,795 MW en 1993, sobresaliendo el aumento de las unidades diesel, las cuales duplicaron su capacidad total, llegando a 633 MW en 1993. Con respecto al balance de generación en el bloque norte, éste observó una reducción en valores absolutos y relativos de la producción hidráulica, motivada por los problemas hidrológicos del período, habiendo pasado del 83% en 1990 al 60% en 1993. Por su parte, las centrales a vapor y diesel aumentaron su participación, del 13% al 16%. También las centrales geotérmicas disminuyeron su producción de electricidad, en valores absolutos y relativos, habiendo alcanzado en el último año los 351 GWh. La generación en base a los recursos naturales también presentó una disminución muy fuerte, pues pasó del 91% al 66%, inferior al valor obtenido en el bloque sur.

14. La producción de energía eléctrica en ambos bloques se apoyó primordialmente en los recursos hídricos, pero su participación porcentual declinó durante el mismo período. La capacidad instalada del bloque sur aumentó de 2,660 MW en 1990 a 2,839 en 1993. Las centrales hidroeléctricas mantuvieron su capacidad casi constante, la cual pasó de 1,825 MW en 1990 a 1,865 MW en 1993, reduciendo su participación porcentual con respecto a la capacidad instalada total, del 69% al 66%. Las centrales hidroeléctricas redujeron su participación porcentual con respecto a la capacidad instalada total, del 69% al 66%, mientras que las centrales térmicas a base de combustibles fósiles aumentaron su participación, del 29% al 32%, en el mismo período, predominando en ellas las unidades diesel, con 560 MW en 1993. El balance de generación de este bloque presentó un notable incremento en la producción de centrales térmicas (a vapor y diesel), así como un aumento de la producción hidroeléctrica, aunque con una participación relativa menor. La producción de electricidad en base a los recursos naturales nacionales mostró un decrecimiento importante, pues pasó del 90% a inicio del período al 81% en 1993, lo cual indica la autosuficiencia eléctrica.

15. En el bloque norte se efectuaron intercambios brutos por un valor acumulado de 265 GWh, que representan el 22.3% del total del Istmo; éstos se efectuaron con mayor énfasis en los inicios de la década de los noventa. Con relación a los intercambios netos (exportaciones menos

importaciones), Guatemala tuvo un saldo de 139 GWh, cantidad que se asemeja a la registrada entre 1986 y 1989. La mayor parte de las transferencias se realizaron para apoyar en situaciones de emergencia a El Salvador. En el bloque sur el valor de las transferencias brutas correspondió al 77.7% del total del Istmo, totalizando 936 GWh durante el período. Conviene anotar que el nivel de las transferencias presentó una tendencia marcadamente decreciente, con los siguientes valores en los sucesivos años: 400 GWh, 319 GWh, 124 GWh y 92 GWh. Esto se debió a la disminución de los excedentes hidráulicos en algunos países.

16. Las transferencias netas en los cuatro primeros años del decenio alcanzaron los 1,201 GWh, de los cuales el 88% permitió sustituir combustible por hidroelectricidad. Estas transferencias significaron ahorros por un monto de 48 millones de dólares, a razón de 4.5 centavos de dólar por kWh, sobre la base de un precio de referencia de 20 dólares por barril de combustible.

17. La cooperación regional ha venido constituyéndose en un factor muy importante para el desarrollo del subsector eléctrico regional. El hecho más importante para el ordenamiento de la cooperación regional durante el período 1990-1993 fue la consolidación del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), que a la fecha ha rotado en tres ocasiones la sede de su Secretaría, desde que fue aprobado su convenio constitutivo. A comienzos de 1994, los Presidentes de las empresas eléctricas aprobaron la nueva estructura organizativa del CEAC, misma que se está consolidando a partir de subcomités técnicos y grupos de trabajo que operarán en base a una sede fija.

18. Las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano están llevando a cabo una serie de proyectos de índole regional, con el objeto de reforzar su integración. Los primeros son los proyectos emanados del Grupo Consultivo Regional de Centroamérica (GCR-CA), que coordina el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Otro proyecto de gran impacto para el futuro de la integración energética regional es el Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC). Asimismo se está ejecutando el Estudio de Prefactibilidad de la Interconexión de los países del Grupo de los Tres (G-3) con los países de América Central.

19. Para el período 1994-2005 se espera en la región un crecimiento anual promedio en la demanda de energía eléctrica del 6%, situación que implica que, al final del año 2005, el consumo de electricidad observado en 1993 se habrá duplicado. Por países, las proyecciones de Nicaragua son las que consideran mayor crecimiento (8.4%), seguida de Guatemala (6.8%) y El Salvador (6.5%). Honduras y Costa Rica presentan un crecimiento más moderado (5.5% y 5.3%, respectivamente), correspondiendo a Panamá la más baja (5%). La evolución de la demanda de potencia sigue esa misma tendencia, aunque se espera al final un crecimiento ligeramente inferior en toda la región (5.9%).

20. Referente a los planes de equipamiento vigentes en las empresas eléctricas, se tiene contemplado poner en marcha en el período, un total de 5,006 MW (equivalente a 455 MW/año), 63% en los países del bloque sur y 37% en los países del bloque norte. Esta cantidad representa más del doble de las centrales que entraron en el período 1980-1993. A diferencia de lo ocurrido en la década anterior, las centrales térmicas a base de hidrocarburos representarán el 43% de la capacidad que se instalará en el período 1995-2005, la componente hidroeléctrica representará el 47%, la geotérmica 9% y las fuentes no convencionales, representadas por las centrales eólicas, 1%.

Costa Rica y El Salvador son los países que instalarán una mayor capacidad (cada uno con el 22% de la capacidad que se añadirá a la región); luego se ubican Honduras y Guatemala (cada uno con el 16%), Nicaragua (13%) y Panamá (11%). En cuanto a las adiciones hidráulicas, se sigue manifestando la ubicación de este tipo de centrales en Costa Rica, en donde se instalará el 33% de esa componente en la región, seguido de Honduras con el 17% y Guatemala y Panamá, con 15% y 14%, respectivamente. Nicaragua y El Salvador instalarán 12%, y 9%, respectivamente. En la parte geotérmica, Nicaragua instalará la mayor parte (34%), seguido de Guatemala (25%), Costa Rica (24%) y El Salvador (16%). Honduras y Panamá serían los únicos países que no poseerían plantas de ese tipo. Las adiciones termoeléctricas se instalarán, 53% en el Bloque Sur y 47% en el Bloque Norte. El país que más instalará este tipo de centrales es El Salvador, con 36%, mientras que Costa Rica será el que menos, con un 8% de la nueva capacidad térmica de la región.

21. Contrastando esas cifras con las correspondientes a la generación privada, puede verse que, de los 5,006 MW que se instalarán en la región, 1,381 MW (23%) corresponden a proyectos cuya ejecución ha sido asociada a la participación privada y, dentro de ese porcentaje, un 8% correspondería a proyectos que están en construcción por los privados (384 MW).

22. La producción privada de electricidad ha mostrado una participación creciente a nivel regional, pues pasó del 0.3% de la generación total (40 GWh) en 1992, al 3.7% (646 GWh) en 1993. El país que contó con la mayor capacidad en generación independiente en 1994 es Guatemala, con 153 MW, siguiéndole Honduras con 80 MW y, en tercer lugar, Costa Rica, con 19.4 MW, para un total de 252.7 MW. Sin embargo, los proyectos en construcción alcanzan una cifra mayor pues acumulan una capacidad de 383.5 MW, distribuidos en Honduras, 125 MW; El Salvador, 80 MW; Guatemala, 150 MW, y Nicaragua, 28.5 MW.

23. En Costa Rica se encuentran operando, bajo el esquema de generación privada, un grupo de pequeñas centrales hidroeléctricas y un ingenio en cogeneración, para un total de 19.4 MW. Sin embargo, existe un gran interés de la iniciativa privada por una mayor participación, de forma tal que al mes de noviembre de 1994 se habían autorizado un número suficiente de concesiones para alcanzar el límite de participación establecido por la ley (alrededor de 160 MW). En los contratos firmados hasta la fecha, el "costo evitado" acordado ha sido cercano al costo marginal, estableciendo en promedio valores del orden de 0.063 dólares/kWh, con un ajuste anual. Asimismo, se han definido, dependiendo del tipo de central, tarifas monómicas (solo energía) y tarifas binómicas (potencia y energía).

24. En el caso de El Salvador, la participación de la empresa privada se inició en el mes de mayo de 1994, con la firma de un contrato de generación para una central térmica. La capacidad del proyecto es de 80 MW y entrará en operación a mediados de 1995. Por requisitos de confidencialidad en las cláusulas del contrato, en el período previo a la entrada en operación de la central no se pudieron analizar sus principales rubros.

25. En Guatemala, el primer contrato de generación independiente fue firmado a finales de 1991, habiendo entrado en operación en diciembre de 1992, con una capacidad instalada de 110 MW. Entre las principales características de este contrato, se pueden enumerar las siguientes: la forma de contratación suscrita fue bajo la modalidad *take or pay*, al quedar determinado un precio alto por potencia, el cual garantiza un ingreso al autoproducer, sea que opere o no, durante un plazo de 15

años. El precio comprende dos cargos, uno por potencia y otro por energía. Por otro lado, existen penalizaciones en caso de que el vendedor no pueda operar con un mínimo de 75% de factor de planta. El contrato contempla también un depósito de garantía de 7.25 millones de dólares de los Estados Unidos, el cual permanece vigente durante los primeros siete años de operación del proyecto. A partir de esa fecha, el depósito es gradualmente devuelto. Por otro lado, la cogeneración instalada a 1993 era de alrededor de 20 MW, mayoritariamente térmica, incluyendo únicamente un caso de una pequeña hidroeléctrica (El Capulín, con 3 MW), operada por una industria de gases industriales.

26. No obstante que a la fecha no existe un marco regulatorio específico para la inversión privada en el subsector eléctrico de Guatemala, las autoridades nacionales han seguido avanzando en la instrumentación de nuevos proyectos privados, casi como único mecanismo para garantizar generación futura en el mediano y largo plazos. Las últimas acciones tomadas a la fecha, enmarcadas dentro de la planificación indicativa del subsector eléctrico, son las siguientes: i) la firma de un total de 12 contratos, por una capacidad total de 187.5 MW, en la que sobresalen centrales hidroeléctricas, y ii) la licitación de 150 MW térmicos en la zona atlántica del país, proyecto que incluye la construcción de una línea de transmisión de aproximadamente 200 km de longitud.

27. Las contrataciones de generación privada en Honduras han debido hacerse en el marco de la mayor crisis de suministro eléctrico ocurrida hasta la fecha en la región del Istmo Centroamericano. Bajo esas circunstancias, en diciembre de 1993, se suscribió un contrato con un autoprodutor para la entrega de 24 MW a partir de abril de 1994, aumentando a 54 MW a partir de diciembre del mismo año. Las condiciones generales de este contrato, suscrito por 15 años, se describen a continuación. La forma de contratación también es de la modalidad take or pay, en la cual se considera un bloque de energía que el autoprodutor se compromete a entregar, por una cantidad de 19 GWh/mes. Adicionalmente, la empresa nacional podrá comprar un segundo bloque de energía, el cual se pactará periódicamente y tendrá un costo superior al primer bloque. Por su parte, el precio ha sido fijado para dos períodos: el primero, denominado de emergencia, que regirá durante un año y, el segundo, denominado permanente, que regirá a partir del segundo año de operación y el cual tiene precios menores que el primero. Los precios se han establecido por medio de complicadas fórmulas que incluyen costos en moneda local y en dólares, así como varias indexaciones. En las facturaciones de junio y julio de 1994, los precios promedio pagados al autoprodutor fueron de 0.0962 y 0.1023 dólares/Kwh. Adicionalmente, la empresa nacional de Honduras aprobó las siguientes contrataciones, luego de las respectivas licitaciones: i) suministro de 75 MW y 360 GWh (factor de planta del 55%), y ii) contrato tipo ROM (rehabilitación, operación y mantenimiento) para las centrales termoeléctricas de Puerto Cortez y La Ceiba.

28. En Nicaragua se suscribió un contrato de generación privada en septiembre de 1994, con el propósito de instalar una central térmica con una capacidad de 28.5 MW. Esta generación estará disponible a partir de agosto de 1995 y el precio promedio que se espera pagar es del orden de 0.06 dólares/kWh. Adicionalmente, se está desarrollando un proyecto de capital mixto para la construcción y operación de una planta geotérmica de 120 MW, mediante un consorcio ruso-nicaragüense. El INE contribuye actualmente con el 20% de la inversión; sin embargo, existe la opción por parte de este Instituto de elevar su participación hasta el 51%, en función de sus posibilidades. Con respecto a la cogeneración, existen negociaciones con los ingenios San Antonio y Victoria, para el suministro de los excedentes de energía eléctrica durante el período de zafra. Estos proyectos podrían aportar cerca de 23 MW cada uno.

29. Panamá no cuenta en la actualidad con la participación de generadores independientes; sin embargo, el plan de expansión de su subsector eléctrico contempla la instalación de un ciclo combinado de 130 MW, y la etapa inicial del proyecto hidroeléctrico Esti I (38 MW), en 1999. En principio, se construirían directamente con financiamiento de proveedores.

30. El consumo de combustibles para generar electricidad continuará en incremento, estimándose que en la región pasará de 12,284 MBI en 1995, a 14,364 MBI en el 2000 y 19,858 MBI en el 2005. En costo, dichos combustibles representarán 227 millones de dólares en 1995 y un monto similar en el 2000, y ascenderán a 313 millones de dólares en el 2005. El costo promedio anual será de 252 millones de dólares en el período 1995-2005.

31. En cuanto a las inversiones en nuevas centrales de generación eléctrica, en el período 1995-2005 éstas ascenderán a 8,076 millones de dólares, representando una inversión promedio anual del orden de 734 millones de dólares. El comportamiento de estas inversiones muestra una tendencia creciente, con inversiones del orden de 661 millones de dólares anuales en el período 1995-2000 y del orden de 821 millones de dólares anuales en el período 2001-2005. Se observa una baja en las inversiones a partir del 2003, lo cual obedece a que no en todos los planes de los países aparece reflejado el efecto de las inversiones que se harán para proyectos que iniciarán su operación con posterioridad al 2005, pero cuya construcción se iniciaría en el período analizado. En ese sentido, se puede decir que las inversiones a partir del 2003 han sido subestimadas y que éstas podrían ser del orden de los 1,000 millones de dólares anuales.

32. Del total de inversiones en el período 1995-2000, se han identificado, para el sector privado, un total de 924 millones de dólares. Estas inversiones representan un promedio anual de 154 millones de dólares, el cual, comparado con las inversiones totales en ese subperíodo (3,968 millones de dólares o 661 millones de dólares anuales), representará el 23%. Debe mencionarse que dichas inversiones podrían aumentar, sobre todo porque en la mayor parte de los países se están dando cambios en las regulaciones que facilitarían la participación de los privados.

33. Al incluir las inversiones correspondientes a transmisión y distribución que deberán desarrollar las empresas dentro de sus programas regulares, las inversiones podrían aumentar a montos de 820 millones de dólares anuales en la región centroamericana y, al incluir las inversiones del proyecto SIEPAC,^{1/} se elevarían alrededor de 865 millones de dólares anuales. Finalmente, al incluir los costos de los combustibles, se obtendría un requerimiento de divisas del orden de 1,120 millones de dólares anuales.

34. En cuanto a la capacidad de suministro y satisfacción de la demanda, durante los años 1995 al 1997, continuará habiendo un peligro latente de racionamientos, principalmente por razones como la sequía que se presentó durante 1994 y que representará iniciar 1995 con niveles bajos en los embalses; la incertidumbre de ocurrencia de fenómenos meteorológicos adversos, como son una

1/ El Sistema de Interconexión Eléctrica para los países de América Central propone construir una línea de 500 kV, de 1,680 km de longitud y 7 subestaciones transformadoras. Actualmente el proyecto está siendo evaluado por el BID. El presupuesto de las obras es superior a los 500 millones de dólares.

recurrencia del "fenómeno del niño"; el retraso o no ejecución de los mantenimientos de centrales programados durante 1994, y el atraso en la entrada de los proyectos en marcha, varios de los cuales incluyen procesos de licitación y/o construcción de nuevas centrales con inversionistas privados.

35. Como consecuencia de lo anterior, no se vislumbran posibilidades de intercambios de sobrantes hidráulicos hasta 1997, sin embargo, siempre habrá interesantes posibilidades de intercambiar energía térmica económica, la cual, sumada al apoyo que representan las interconexiones en situaciones de emergencia y su contribución para la disminución o eliminación de los posibles racionamientos, representarán el mejor aporte de las interconexiones en los próximos años.

36. Sobre la base del cumplimiento de lo expresado en los planes de expansión, a partir de 1998 se ven potencialidades y perspectivas muy favorables a las posibilidades de intercambio, tanto de excedentes hidráulicos como de los correspondientes de energía térmica económica. En promedio, en el período, 1996-2005 podrían esperarse ahorros netos del orden de los 20 millones de dólares anuales, como consecuencia de las disminuciones en la factura petrolera de la región y de la reducción de la factura que las empresas públicas pagarían a los autoprodutores térmicos.

37. Además de los ahorros derivados de un menor consumo de combustibles y de la eliminación de déficit de energía, aparece como un beneficio adicional de la operación coordinada, el mayor margen de maniobrabilidad que cada sistema tendrá para utilizar en mejor forma la generación de los autoprodutores térmicos. Se vislumbran ahorros al representar los seis interconectados un mercado mucho más amplio, situación que además posibilitaría la obtención de mejores precios por parte de los generadores independientes.

B. CONCLUSIONES

1. En el corto plazo, la obtención de mayores beneficios de las interconexiones por medio de una operación coordinada de los sistemas interconectados, constituirá el más importante reto a superar para avanzar en la integración regional. Después de la operación coordinada, la definición e impulso de los proyectos regionales de generación constituye el paso natural para alcanzar una sólida integración del subsector eléctrico regional. Los resultados que se muestran en este documento son claros en el sentido de que, al no haber coordinación entre los planes individuales de desarrollo eléctrico, las transferencias de energía entre los países serán limitadas. Por otra parte, únicamente se justificaría la evolución de la interconexión hacia un voltaje mayor si ésta va acompañada de proyectos regionales de generación que aporten la energía que se transmitiría por las nuevas líneas de interconexión. Es necesario apoyar la evaluación periódica de los planes de expansión, como una tarea específica de los comités y grupos de trabajo especializados del CEAC y como un mecanismo continuo para ir avanzando en la coordinación de dichos planes. Conjuntamente con la evaluación de los proyectos regionales, deberán analizarse los esquemas para su desarrollo, considerando las ventajas y posibilidades que otorgarán las nuevas regulaciones que se están aprobando en el subsector eléctrico regional.

2. Las perspectivas en el subsector eléctrico del Istmo Centroamericano, en la mayor parte de los países, dependerán en buena medida de la forma en que se vaya insertando la participación de las inversiones privadas. Bajo esquemas regulatorios ambiguos y débiles, o bien bajo las presiones que generan las situaciones de riesgo de racionamiento, es muy difícil lograr verdaderas condiciones de competencia, provocando negociaciones que pueden resultar en el mediano y largo plazos muy costosas para la sociedad.
3. La postergación de los planes de expansión es una de las principales manifestaciones de la crisis que ha venido sufriendo el subsector eléctrico del Istmo Centroamericano y tiene su origen en los problemas financieros que se incubaron principalmente en la década anterior. Dentro de la reorganización que se ha venido dando en los países de la región, uno de los objetivos que se deberán alcanzar en el corto plazo es el de lograr la captación de los financiamientos que se requieren para el desarrollo del subsector, debiendo ser la meta que estos capitales tengan un costo comparable con las tasas internacionales más bajas; de lo contrario, se estará trasladando los sobrecostos a la sociedad. Es importante lograr el acceso a los mercados internacionales de capital más competitivos. Se deberá promover el intercambio de experiencias referentes a nuevos esquemas de financiamiento y, sobre todo, es conveniente discutir dichos esquemas a la luz de la integración del subsector eléctrico regional, lo cual facilitaría la obtención de las garantías necesarias y la reducción de riesgos, para poder tener acceso a los mercados internacionales de valores más competitivos. Este deberá ser un tema de discusión al analizar la viabilidad de proyectos regionales y por consiguiente un tema prioritario para la nueva agenda del CEAC.
4. Por lo menos en los próximos tres años, persistirá el riesgo de racionamiento en la mayor parte de los países del Istmo Centroamericano. La interconexiones eléctricas existentes continuarán representando un valioso recurso, el cual, a partir de una coordinación de la operación entre los sistemas nacionales, permitirá reducir sustantivamente los riesgos de racionamiento.
5. La entrada de proyectos hidroeléctricos y térmicos mayores a partir de 1998 posibilitará las transferencias de importantes excedentes de energía, permitiendo reducciones en la factura petrolera regional, y en los cargos que se pagarían a los productores independientes. Para la viabilización de esos beneficios, es necesario que los países avancen en la coordinación de su operación. La construcción y puesta en servicio de la interconexión El Salvador-Honduras en 1998, permitirá la transferencia de importantes bloques de energía que beneficiarán a los países de la región.
6. Es preciso eliminar las distorsiones que representa la compra de hidrocarburos en condiciones muy diferentes para las empresas eléctricas de los países. Los beneficios de realizar las compras de hidrocarburos en mercados más competitivos, además de fortalecer la posición de las empresas frente a los autoprodutores térmicos, coadyuvará positivamente para el impulso de la operación coordinada.
7. Los programas de reducción de pérdidas, y de ahorro y uso eficiente de energía, representan grandes beneficios para los países. Se estima que únicamente la reducción de las pérdidas, del nivel actual de 17.8% a un nivel de 12%, significará ahorros y beneficios mínimos de 45 millones de dólares anuales, que se verán reflejados tanto en la disminución de los combustibles como en una mayor captación de ingresos en las ventas de energía eléctrica.

8. Existe en la mayor parte de los países una carencia de estudios de factibilidad de proyectos hidroeléctricos, geotérmicos y térmicos. Independientemente de la forma y esquema que se adopte para la participación privada en la generación de electricidad, es necesario continuar con la evaluación de aprovechamientos hidroeléctricos, así como reforzar los equipos técnicos que se encargarán de aprobar los diseños y desarrollos que presenten los inversionistas privados. Lo anterior con el objeto de asegurar que los recursos se explotarán bajo el criterio de la obtención del máximo beneficio para la sociedad.

C. RECOMENDACIONES

1. Continuar apoyando e impulsando todas las acciones para lograr la coordinación de la operación de los sistemas interconectados. Debe mencionarse que el apoyo e impulso de la operación coordinada no requiere únicamente del esfuerzo de los técnicos responsables de la operación de los sistemas eléctricos, sino también se requieren del respaldo institucional con el apoyo de otras áreas: las partes administrativas y financieras deberán responder con la agilidad que el caso amerita para poder ajustar en tiempo los presupuestos y garantizar los pagos por compras de energía, así como las adquisiciones de combustibles; es necesario que exista un mayor intercambio de información y acciones coordinadas para adquirir combustibles a mejores precios (por ejemplo promover compras conjuntas de combustibles); es necesario discutir, definir y aprobar una metodología para el cálculo de peajes, favorable a todos los países y que responda a los propósitos integracionistas de las interconexiones; se deberán buscar los mecanismos para lograr paulatinamente niveles impositivos y arancelarios semejantes en la región para los insumos importados que requiere la industria eléctrica y, finalmente, es recomendable incrementar el apoyo a los grupos técnicos, para lo cual, además de asignar a los responsables de las distintas áreas, también se deberá asegurar su movilidad para asistir a las reuniones de trabajo y su disponibilidad de tiempo.

2. Iniciar la coordinación de los planes de expansión, identificar los proyectos regionales y trabajar en su evaluación y priorización. Evidentemente este tema es sumamente complicado, sobre todo al llegar a las etapas referentes a la identificación de los beneficios de los proyectos y la definición de los esquemas de financiamiento, ejecución, operación y administración. Los avances que se logren en la coordinación de la operación facilitarán la inserción de los proyectos regionales. Por otra parte se deberán analizar muy detenidamente las nuevas regulaciones que se están aprobando en los subsectores de cada país, cuya maduración y definición final requerirá de, por lo menos, dos años más, de modo de buscar el apoyo en las mismas para lograr los mayores beneficios de los proyectos regionales.

3. Prestar el apoyo que requieran la CEL y la ENEE para la pronta cristalización de la interconexión El Salvador-Honduras. La presencia de este proyecto ampliará los beneficios de la operación coordinada y los proyectos regionales de generación.

4. El replanteamiento de la agenda de integración del subsector, actividad de la competencia directa del CEAC, es una necesidad inmediata y necesaria que permitirá la obtención de mayores beneficios para los proyectos regionales. La operación coordinada, como el eslabón primordial para avanzar en la integración eléctrica, deberá ocupar un lugar fundamental en la nueva agenda regional.

5. Finalmente, otra acción primordial es la referente a incrementar el apoyo para continuar con la consolidación del CEAC. Debe resaltarse el importante papel que este organismo ha alcanzado y los beneficios que se están obteniendo, gracias a un trabajo encomiable realizado durante los casi seis años de existencia a partir de su constitución formal. La creación de los comités técnicos y grupos de trabajo en 1994 constituyó un avance valioso; sin embargo, es necesario asignar los recursos para garantizar las actividades continuas de dichos grupos. Se recomienda discutir y aprobar una nueva agenda de integración del subsector que podría dar la pauta de la orientación del CEAC y sus comités técnicos y grupos de trabajo, así como revisar los mecanismos de apoyo al organismo regional de integración del subsector. Esta podría ser la labor fundamental que abordaría el CEAC después del próximo relevo de su Sede, en julio de 1995, cuando pase a la ENEE de Honduras.

II. EVOLUCION DEL SUBSECTOR ELECTRICO EN EL ISTMO CENTROAMERICANO EN EL PERIODO 1990-1993

A. LA ENERGIA EN EL CONTEXTO ECONOMICO DEL PERIODO EN ESTUDIO

1. Entorno macroeconómico del Istmo Centroamericano 2/

Luego de un largo período de crecimiento económico dinámico y sostenido, en un marco de estabilidad cambiaria y de precios, los países del Istmo Centroamericano experimentaron diversos desequilibrios económicos, como resultado del segundo choque petrolero de 1979. De esta forma se inició en la región una década de crisis económica, caracterizada por el abultamiento de la deuda externa —agravada por las altas tasas de interés internacionales—, el deterioro marcado de los precios internacionales de los principales productos de exportación, y las serias dificultades en la obtención de nuevos préstamos en el mercado financiero internacional. Esta situación se complicó aún más en Nicaragua, El Salvador y, en menor medida, en Guatemala, debido a la inestabilidad política y los conflictos bélicos que causaron profundos estragos en las economías de estos países; hacia finales de la década, Panamá sufrió una severa crisis política institucional. Estas dificultades internas debilitaron las relaciones económicas intrarregionales, lo que, aunado a la escasez de divisas, provocó la desarticulación del Mercado Común Centroamericano (MCCA). 3/

Durante la segunda mitad de los años ochenta se observó un cambio de orientación en las políticas económicas de la mayoría de los países hacia una mayor apertura comercial, privatizando algunas áreas del sector público y reduciendo, en general, las controladas por el Estado. Hacia finales del período, con la disminución de los conflictos bélicos y la incipiente recuperación económica de los países centroamericanos, comenzó a surgir un marcado interés por restablecer una mayor cooperación regional.

De esta forma, los países del Istmo Centroamericano, a pesar de sus diferencias, iniciaron la nueva década con un proceso de ajuste estructural que mostraba algún grado de avance, con economías más expuestas a la competencia externa. Transcurridos los primeros cuatro años de esta década, se pueden identificar las siguientes características generales como las más sobresalientes en sus economías:

a) Proceso de convergencia de las políticas económicas, con mejoras en el manejo macroeconómico y en los aspectos fiscales, monetario y financiero, y apoyado por programas acordados con el Fondo Monetario Internacional y el Banco Mundial. De ello debe relevarse el notable éxito en la reducción del déficit fiscal, y la importante desaceleración de la inflación.

2/ Véase, CEPAL, Centroamérica: Evolución Económica durante 1993 (LC/MEX/L.244/Rev.1), 14 de julio de 1994, Panamá: Evolución Económica durante 1993 (LC/MEX/R.480), 10 de junio de 1994, y Centroamérica: Evolución de la Integración Económica durante 1993 (LC/MEX/L.257), 3 de agosto de 1994.

3/ El MCCA comprendía en los años ochenta cuatro países: Costa Rica, El Salvador, Guatemala y Nicaragua.

b) Avances en el proceso de apertura comercial, por medio de una reducción sustancial de la protección arancelaria y una liberalización financiera.

c) Esfuerzos importantes encaminados a profundizar la integración económica del Istmo Centroamericano, que culminaron con la aprobación del Protocolo de Guatemala, en 1993.

Durante el período 1990-1993, el producto interno bruto (PIB) de la región mostró un crecimiento vigoroso de 4.5%, el cual puede dividirse en una fase de aceleración, entre 1990 y 1992, y una reducción de la tasa de crecimiento, en 1993, con diferencias marcadas entre países (véanse el cuadro 1 y el gráfico 1). 4/ De esta forma, Panamá mostró una recuperación significativa, con un promedio de 7.9% durante el período, luego de la profunda crisis de 1989, lo que influyó la tasa promedio de crecimiento del Istmo ya que luego siguieron Costa Rica y El Salvador, con promedios de 5% y 4.3%, respectivamente. Guatemala y Honduras lograron alcanzar un crecimiento del 4%, mientras que, en el otro extremo, el producto de Nicaragua decreció casi en forma constante a una tasa promedio anual de -0.2%. El crecimiento del producto interno bruto de la región provino principalmente de la demanda interna, en especial desde 1991, y no exclusivamente de la demanda externa, que había sido la fuente de estímulo más dinámica en los años anteriores.

La población del Istmo durante el período aumentó a una tasa promedio anual de 2.8%, superior a la experimentada durante la década de los ochenta, en que alcanzó el 2.5% como promedio anual. Aun así, el PIB por habitante de la región mostró un proceso de recuperación sostenido, con un promedio en el período de referencia de 1.7%, luego de una década de reducción constante (véanse de nuevo el cuadro 1 y el gráfico 1). En forma similar al incremento de la producción, el PIB por habitante creció vigorosamente en Panamá con un 5.8%, siguiéndole Costa Rica, El Salvador, Guatemala y Honduras; sólo Nicaragua presentó una tasa negativa.

Las exportaciones totales de los países centroamericanos crecieron en forma continua durante el período, alcanzando en 1993 un monto de 5,133 millones de dólares. Son notables los esfuerzos que en el rubro del comercio exterior realizaron El Salvador y Costa Rica, con tasas de crecimiento promedio en las exportaciones del 12.7% y 8%, respectivamente. Por el contrario, Honduras y Nicaragua mostraron una disminución de sus exportaciones hacia el final del mismo período. Los productos tradicionales mantuvieron en esos años tendencias desfavorables en sus precios, especialmente el café, el azúcar y el algodón, en particular hacia finales del período. Con respecto al banano, el anuncio de la Unión Europea sobre la aplicación de restricciones ensombreció el panorama de la producción de esta fruta. Sin embargo, las exportaciones de bienes no tradicionales, sobre todo agrícolas, mostraron una tendencia positiva, en particular las costarricenses. En el caso de Panamá, las exportaciones nacionales, sin incluir las reexportaciones de la Zona Libre de Colón, mostraron un crecimiento moderado del 4.6%, alcanzando 503 millones de dólares en 1993; los productos tradicionales lograron recuperar en 1993 los valores de inicio del período, impulsados principalmente por las exportaciones de derivados del petróleo.

Por otro lado, es importante mencionar el incremento en los servicios turísticos en Costa Rica, Panamá y, en menor medida, en Guatemala. Asimismo, merece destacarse el sostenido

4/ Los cuadros y gráficos se localizan al final de cada capítulo.

ritmo de expansión de la actividad maquiladora en las zonas libres establecidas en El Salvador, Honduras, Guatemala y Costa Rica.

Las importaciones también mostraron una tendencia creciente, pero con una desaceleración en 1993, habiendo alcanzado en el último año la cifra de 8,531 millones de dólares, para los cinco países de Centroamérica. Costa Rica, Guatemala y el Salvador fueron los países que mostraron las tasas más altas de crecimiento de las adquisiciones. Por su lado, Panamá mostró una tendencia creciente en las importaciones destinadas al mercado nacional, habiendo alcanzado en 1993 un valor de 1,956 millones de dólares. 5/

El problema del desequilibrio externo se mantuvo durante el período como uno de los aspectos más preocupantes, a pesar de la captación de importantes recursos externos, en particular durante los dos últimos años. Es de notar el importante flujo de remesas privadas y transferencias oficiales, así como de los significativos montos de capitales privados de corto plazo y algunas repatriaciones que, atraídos por las altas tasas de interés, experimentaron la mayoría de los países centroamericanos a partir de 1991. Panamá, por su lado, mantuvo un grueso volumen de entradas de capital financiero durante todo el período.

La deuda externa, 42% de la cual corresponde a Nicaragua, permaneció casi constante en el período 1990-1993, pues pasó de 26,420 millones a 26,402 millones de dólares. 6/ Esto debido a que los países del Istmo Centroamericano realizaron diversos esfuerzos para reestructurar el endeudamiento externo. Sólo Nicaragua y Honduras aumentaron su deuda externa en el período de análisis. Es importante mencionar la condonación de adeudos de El Salvador con los Estados Unidos y las renegociaciones de los demás países en el marco del Club de París, con diferente grado de éxito. Sin embargo, el servicio de la deuda externa sigue siendo un peso ostensible para los países del Istmo. Por su lado, los sectores privados de Costa Rica, El Salvador y Guatemala han aumentado su endeudamiento externo, debido a las menores tasas de interés en el extranjero y a ciertas facilidades administrativas.

La situación financiera de los gobiernos sufrió tensiones permanentes en la mayoría de los países. Los esfuerzos por disminuir el déficit fiscal tuvieron resultados variables durante el período, con una clara tendencia a la disminución, a excepción de Honduras, que en 1993 aumentó su déficit fiscal. En ese año, Nicaragua y Honduras presentaron los desequilibrios fiscales más elevados. Merece especial mención el caso de Panamá, que redujo su déficit a menos del 1% del PIB el mismo año. Con respecto al control de la inflación, la región mostró avances notables pues, de tasas superiores al 20% en 1990, se lograron valores inferiores a esa cifra en el último año del período, a pesar de que en Nicaragua y Honduras las tasas repuntaron en ese año. Por su lado, Panamá mantuvo durante el período su característica estabilidad de precios. La política monetaria de los

5/ En el caso de Panamá cabe mencionar que el balance comercial de la actividad de la Zona Libre de Colón, así como el de servicios no factoriales, permite cubrir el déficit en el intercambio de bienes para el mercado nacional.

6/ En Guatemala, Nicaragua y Panamá, se refiere a la deuda externa pública total, no incluyendo la deuda externa privada.

países de la región se concentró en ajustar la liquidez de la economía a niveles acordes con las metas de reducción de la inflación y del déficit fiscal.

En el campo de la cooperación regional, es importante destacar el incremento de los intercambios comerciales en el MCCA y los avances en la consolidación institucional de la integración económica del Istmo. Es así que, frente a la recesión internacional de comienzo del período, los países centroamericanos encontraron una mayor acogida para sus productos dentro del área. De esta forma, el comercio regional dentro del MCCA mostró una evolución robusta durante el período, habiéndose duplicado, pues el valor de las exportaciones al resto de Centroamérica pasó de 663 millones de dólares en 1990 a 1,154 millones en 1993, lo cual permitió recuperar los niveles más altos de interdependencia en el MCCA. Algunas de las razones que explican este desempeño son la reducción de aranceles, la reactivación económica en la mayoría de los países, la relativa abundancia de recursos externos y las políticas cambiarias flexibles en los países. Un evento de mucha importancia para la integración de la región fue la reincorporación de Honduras al área de libre comercio de Centroamérica en 1991. Este crecimiento en el comercio intrarregional ha hecho que Centroamérica se convierta en el segundo mercado de importancia para los países del área, luego del estadounidense. Sin embargo, es de notar que se mantienen algunas trabas al comercio intrarregional, debido a sobretasas arancelarias y a la deficiente organización aduanera.

Por su lado, el comercio de Panamá con el MCCA ha mostrado una tendencia creciente, siendo su principal socio comercial Costa Rica. Panamá es un comprador neto de productos agrícolas e industriales centroamericanos, teniendo generalmente un déficit comercial con el MCCA, el cual se elevó a 42 millones de dólares en 1993.

Con respecto al proceso de integración económica centroamericana, durante 1993 se dieron tres desarrollos institucionales con probables efectos en el futuro: i) la firma del Protocolo de Guatemala, que reforma el Tratado General de Integración Económica de 1960; ii) los avances de Costa Rica en sus negociaciones con México para la firma de un acuerdo comercial, y iii) los acuerdos entre El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua encaminados a agilizar el proceso de integración. Es importante mencionar que el Protocolo de Guatemala contempla el establecimiento de una zona de libre comercio, caracterizada por la libertad de movimientos de bienes y servicios, así como un Arancel Externo Común. Otro evento importante lo constituyó la firma del nuevo Protocolo de Integración por parte de Panamá, y su incorporación al Parlamento Centroamericano (PARLACEN).

2. Interdependencia de energía y economía en la región

Durante el período 1990-1993, la evolución de las economías del Istmo Centroamericano repercutió en el sector energía, particularmente con altas tasas de crecimiento en el consumo de los energéticos comerciales (hidrocarburos y electricidad). Con el objeto de analizar la dinámica de este sector a

nivel regional, es necesario recurrir a la utilización del balance energético global de toda América Central.^{7/}

Durante el período en estudio, la producción primaria total aumentó 5%, al pasar de 71,948 bep en 1990 a 75,902 bep en 1993, debido al incremento en todas las fuentes de energía. Ello implica un aumento en la utilización de los recursos energéticos propios de la región. La producción de petróleo en el Istmo continúa siendo muy baja y sólo se localiza en Guatemala. En términos porcentuales, la producción de fuentes hidráulicas y geotérmicas (para la generación de energía eléctrica) mantuvo constante su participación de 19% en 1990 y 1993. Por otro lado, la ponderación de la biomasa (leña, bagazo y otros desechos vegetales) disminuyó de 78% al 77% en el mismo período, manteniendo la misma tendencia decreciente de la década anterior.

El consumo total de la región a nivel de energía final aumentó un 3.6%, al crecer de 94,698 bep en 1990 a 105,182 bep en 1993, incluidas tanto las energías comerciales como las no comerciales. La fuente con una mayor participación durante el período fue la biomasa, aunque con una tendencia decreciente, pues pasó del 57% en 1990 al 52% en 1993. Por su parte, tanto las demandas del petróleo como de electricidad experimentaron incrementos importantes, ya que la primera pasó del 34% en 1990 al 38% en 1993, y la segunda creció del 7.9% al 9% en el mismo período. De la biomasa, el mayor consumo correspondió a la leña, utilizada en la mayoría de los hogares campesinos y en un segmento importante de la población urbana, en especial de las periferias. La otra parte de la biomasa corresponde a desechos vegetales (bagazo de caña, cascarilla de café y arroz, etc.) y a la leña consumida en los procesos agroindustriales.

Conviene anotar que el consumo total de derivados de petróleo creció de 38,794 miles de barriles en 1990 a 52,040 miles de barriles en 1993, con una alta tasa de crecimiento promedio en el período (10.3%).^{8/} El consumo para usos finales, excluyendo los combustibles para generación de energía eléctrica, tuvo una tasa de crecimiento del 6.7%, mientras que el consumo de los combustibles para plantas térmicas casi se triplicó en el lapso de tres años.

En efecto, durante 1991 el consumo total creció en 8.9%, como consecuencia de la sequía imperante, que obligó al uso intensivo de las plantas termoeléctricas. Pese a que durante 1992 la generación con dichas plantas continuó expandiéndose a un ritmo elevado, el consumo de combustibles por parte de los usuarios finales fue el factor preponderante en la ampliación excepcional de la demanda total, en gran medida como resultado del crecimiento económico sensiblemente mayor que en años previos. En contraste, en 1993 el consumo para producción de electricidad disminuyó ligeramente (4%) y la demanda de los usuarios finales creció a un ritmo menor que en el año anterior.

En el período 1990-1993 tres países de la región, Costa Rica, El Salvador y Guatemala, tuvieron tasas promedio de crecimiento en el consumo de derivados de petróleo, superiores al 10%.

^{7/} Se han utilizado los balances energéticos del Sistema de Información Económica Energética (SIEE) de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

^{8/} Véase, CEPAL, Istmo Centroamericano: Abastecimiento de hidrocarburos. Datos actualizados al primer semestre de 1994 (LC/MEX/R.486/Rev.1).

El Salvador mostró una altísima tasa (16.7%), debido principalmente a que el consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica se multiplicó por un factor de 6. Razones similares explican también las altas tasas de crecimiento en Costa Rica y Guatemala.

Por otro lado, el consumo de electricidad se expandió 6.6%, al pasar de 11,752 GWh en 1990, a 14,253 GWh en 1993; el mayor crecimiento correspondió a El Salvador, con una tasa de 9.2%, seguido por Guatemala, con 8.5%.

En la estructura del consumo de energía final es interesante notar la dinámica que presentaron los diferentes sectores. La mayor participación le corresponde al sector residencial; sin embargo, su ponderación disminuyó del 55% al 51% en el período en análisis; el sector transporte aumentó su participación del 21% al 24%, mientras que el sector industrial se mantuvo constante en 19% en el mismo período.

Por otro lado, es importante notar que durante el período 1990-1993, el sector energía invirtió la tendencia experimentada en la década de los ochenta, la cual se caracterizó por un consumo per cápita decreciente y una intensidad energética creciente.

Así, el consumo de energía por habitante de la región aumentó marginalmente de 3.34 bep por habitante en 1990 a 3.41 en 1993, incluidas tanto las energías comerciales como las no comerciales. Este índice equivale a menos de la mitad del correspondiente a toda América Latina ^{2/} y, en una mayor proporción, con respecto al de los países industrializados. Ahora bien, por lo que se refiere al consumo por habitante de derivados del petróleo y de electricidad, estos índices presentaron incrementos, pues el primero pasó de 1.4 barriles/hab en 1990 a 1.7 barriles/hab en 1993, mientras que el segundo creció de 414 Kwh/hab a 463 Kwh/hab en el mismo período. Este crecimiento en los consumos de los energéticos comerciales está íntimamente relacionado con el repunte de la actividad económica en la región en el período de estudio.

Por otro lado, para analizar la eficiencia en la utilización de la energía en la generación del PIB, se utiliza el concepto de intensidad energética, el cual se define como la relación entre el consumo total de energía en bep y el PIB en millones de dólares, a precios de 1980. Este factor presentó una ligera mejoría, pues pasó de 3.78 bep por millón de dólares del PIB en 1990 a 3.67 en 1993, lo cual implica un incremento de la eficiencia en el uso de la energía. Sin embargo, a pesar del mejoramiento en la intensidad energética de la región, ésta todavía es muy superior a los valores de otros países de América Latina. Entre los factores que explican esta situación se pueden mencionar, en el caso del sector industrial: reducción de los niveles de inversión y mantenimiento en el parque industrial, bajo nivel de utilización de la capacidad existente, obsolescencia de las tecnología utilizadas, etc. Por su lado, en el sector transporte inciden los siguientes factores: falta de mantenimiento de los vehículos, situación de la red de carreteras, edad del parque vehicular, importación de vehículos de segunda mano con altos consumos específicos, ineficiente organización del transporte urbano, deficiente sistema de transporte colectivo, etc. También incide en la alta intensidad energética de la región: la baja eficiencia en la utilización de la biomasa para la cocción.

^{2/} Algunos ejemplos del consumo per cápita de otros países de América Latina en 1992, en bep/hab, son: Argentina 7, México 6.5, Brasil 5.5.

de los alimentos, y la falta de una política de uso eficiente de energía aplicada a las importaciones del parque de transporte, de los sistemas de refrigeración y climatización, y de los electrodomésticos, etc.

B. EL SUBSECTOR ELECTRICO

1. Sistemas interconectados nacionales^{10/}

a) Características de los sistemas eléctricos

Los sistemas interconectados nacionales están constituidos por un conjunto de centrales generadoras hidráulicas, geotérmicas y térmicas, unidas por redes troncales de transmisión de 115, 138 y 230 kV. Sin embargo, existen pequeños sistemas que se encuentran todavía aislados. Los sistemas nacionales están a su vez interconectados internacionalmente a 230 kV.

Los sistemas eléctricos del Istmo presentan una configuración radial y sus distancias de transmisión son relativamente largas, principalmente entre las centrales hidroeléctricas y los centros de carga. Ello, en función básicamente de la geografía de la región, así como de la ubicación relativa de las centrales hidroeléctricas, las mayores concentraciones poblacionales y la consecuente actividad económica. Esta configuración eléctrica corresponde a los denominados sistemas débiles, los cuales requieren de mayores compensaciones y controles, en comparación con los sistemas en mallas.

b) Evolución del consumo de energía eléctrica

El consumo de energía eléctrica en el Istmo Centroamericano creció a razón de una tasa promedio anual del 6.6%, en el período 1990-1993, habiendo tenido su mayor aumento en el año de 1993, con una tasa del 8.0%. Es importante notar que este incremento en la demanda de energía eléctrica fue superior a la tasa de crecimiento del PIB, la cual alcanzó 4.5% en el mismo período. La evolución del consumo de electricidad supera a la de la década anterior, en la que se obtuvieron tasas del 4.3% entre 1980 y 1985, y 5.2% entre 1985 y 1990. En términos absolutos, el crecimiento de las ventas fue de 2,500 GWh, habiéndose alcanzado en el último año un valor de 14,253 GWh. El mayor mercado de energía eléctrica en la región es el de Costa Rica, seguido, en orden decreciente por Guatemala, Panamá, El Salvador, Honduras y Nicaragua. Las mayores tasas de crecimiento fueron las de El Salvador, con 9.2%, y Guatemala con 8.5%. Las menores correspondieron a Costa Rica, con un 5.8%, y Nicaragua, con un 1.1%. En el resto de países, las tasas fluctuaron alrededor del 6.7%.

^{10/} Véanse los recuadros del 1 al 7.

Las ventas de energía eléctrica en Costa Rica se incrementaron anualmente a un ritmo promedio de 5.8% durante el período 1990-1993. Si bien dicho crecimiento fue bajo en 1991, en los dos años subsiguientes se obtuvieron tasas del 7.1%. En términos absolutos, el consumo en 1993 alcanzó los 3,910 GWh, como resultado de un incremento de 605 GWh en el período analizado. Las mayores contribuciones a este crecimiento fueron aportadas por los sectores industrial y residencial, ya que dichos sectores presentaron tasas de crecimiento en el período, de 9.1% y de 4.7%, respectivamente. Con respecto a la estructura del consumo, los diferentes sectores mantuvieron sus posiciones relativas, de forma tal que el mayor consumidor correspondió al sector residencial (45.8%), seguido por los sectores industrial (30.6%) y comercial (20.2%). Una característica específica de este país es la alta participación del sector residencial en el consumo total, debido al fuerte uso de la energía eléctrica para cocción de los alimentos. En el año 1992, el número de usuarios servidos fue de 742,800, lo cual implicó una tasa de crecimiento anual, entre 1990 y 1992, del 5.3%, la cual es baja si se compara con las alcanzadas en los años ochenta, que fueron cercanas al 6.4%. Esto se explica por el alto índice de electrificación de Costa Rica, que ha superado el 90%. Por su parte, la demanda máxima presentó una tasa promedio de crecimiento en el período del 6.1%, habiendo llegado a 814 MW en 1993.

En el caso de El Salvador, la tasa de crecimiento del consumo de electricidad, durante el período 1990-1993, fue la mayor del Istmo Centroamericano, con un 9.2%, habiendo alcanzado 2,379 GWh en 1993. Si bien el crecimiento obtenido en los años 1991 y 1992 fue elevado, con tasas de alrededor del 6%, en 1993 el consumo de electricidad presentó un crecimiento muy fuerte, alcanzando el 16.1%. Esto se explica por la demanda restringida que se tuvo en los años anteriores y por el proceso de reactivación económica del país. Aunque todos los sectores experimentaron un crecimiento notorio en 1993, destaca el industrial con una tasa del 20.9%. Sin embargo, durante el período en estudio, el sector comercial fue el que más participó en este elevado aumento del consumo de electricidad. Con relación a la estructura del consumo, salvo pequeñas diferencias, ésta mantuvo su comportamiento histórico, es decir, el sector residencial con 34.0%, el industrial con 30%, y el comercial con 16.5%. Por otra parte, en el lapso comprendido entre 1990 y 1992 se conectaron cerca de 84,000 nuevos abonados, de forma tal que en este último año el número de usuarios llegó a 696,700. Con respecto a la demanda máxima, ésta alcanzó 530 MW en 1993, con una tasa de crecimiento del 8.8% en el período en estudio.

En Guatemala las ventas de energía eléctrica se situaron, en 1993, en el orden de los 2,535 GWh, tras alcanzar una tasa de crecimiento del 8.5% en el período 1990-1993. Este comportamiento obedece al alto crecimiento alcanzado en 1992, con una tasa del 12.7%, en la que el sector industrial obtuvo un 15.8%. En la estructura del consumo, los diferentes sectores mantuvieron su participación histórica, manteniéndose la importancia del sector industrial (33.9%) y el residencial (30.7%). El número de usuarios se incrementó en 127,000 entre 1990 y 1993, alcanzando en el último año 796,100. Por su lado, la demanda máxima tuvo un comportamiento superior al mostrado en los años ochenta (5.2%), al registrar en el período una tasa promedio anual del 8.6%. La demanda máxima en 1993 registró 579 MW.

La tasa de crecimiento del consumo de energía eléctrica de Honduras fue del 6.7%, habiendo pasado de 1,490 GWh en 1990 a 1,820 GWh en 1993. El sector industrial, con tasas anuales de crecimiento mayores del 8.5% (12.3% en 1992), coadyuvó a este crecimiento. Por otro lado, todos los sectores mantuvieron estable su influencia dentro de la estructura del consumo, siendo importante

mencionar que el sector industrial (35.7%) y el sector residencial (32.3%) representan el 68% de las ventas de energía eléctrica. El número total de usuarios aumentó de 314 mil en 1990 a 362 mil en 1992, para un crecimiento promedio anual del 7%. La demanda máxima mantuvo su ritmo de crecimiento cercano al 8.4% en el período 1990-1993, porcentaje que se logró desde 1980. En 1993 la demanda máxima registró 450 MW.

El país con la menor tasa de crecimiento en el consumo fue Nicaragua, ya que sólo se incrementó 1.1% durante el período en estudio. El comportamiento del consumo de electricidad fue muy peculiar, ya que en los años 1990 y 1991 la demanda alcanzó un promedio de 1,090 GWh, mientras que en 1992 y 1993, tal variable se fijó en la cantidad de 1,125 GWh. Ello denota que, en un lapso de cuatro años, el consumo se incrementó tan sólo 35 GWh. Todos los sectores tuvieron un comportamiento errático, sin tendencia alguna, como el sector comercial que tuvo una tasa negativa del 30.8% en 1991, mientras que en 1993 experimentó una tasa positiva del 47.2%. Durante el período, los sectores residencial y comercial tuvieron crecimientos del 6% y del 3.8%, respectivamente; sin embargo, el sector industrial presentó un decrecimiento del 10.3%, producto de la situación económica de este país. Con respecto a la estructura del consumo, el sector residencial ha ganado 5 puntos porcentuales, fijándose en un valor de 39.1% en 1993, mientras que el industrial tuvo un comportamiento inverso al pasar de 25.9% en 1990 al 18.0% en 1993. Por su parte, el sector comercial (18%) ocupa el segundo lugar en la estructura de consumo. El número de usuarios, en el lapso de 1990-1992, creció en cerca de 38,000, habiendo alcanzado en 1992 un total de 331,300; la tasa de crecimiento anual de esta variable ha sido del 6.2%. La demanda máxima presentó una tasa de crecimiento promedio del 5.3% en el período 1990-1993, de forma que alcanzó 296 MW en 1993.

En el caso de Panamá, la tasa de crecimiento anual promedio de la ventas de electricidad durante el período fue del 6.5%. En valor absoluto, esta variable creció 428 GWh, habiendo alcanzado en 1993 un valor de 2,481 GWh. Tal comportamiento se debió al impulso que tuvieron tanto el sector industrial (13.9%) como el comercial (9.8%). Con relación a la estructura del consumo, los sectores comercial (33.8%) y residencial (30.2%) mantuvieron las primeras posiciones. El número de usuarios creció en 37,000 abonados, (a una tasa anual del 3.7%), por lo cual el valor alcanzado en 1993 fue de 360,300 usuarios. La demanda máxima tuvo una tasa de crecimiento promedio del 5.3% en el período, habiendo llegado a 541 MW en 1993.

Por otro lado, al comparar las tasas de incremento del consumo y de la demanda máxima, se advierte que, cuando la primera resulta mayor que la segunda, hay una tendencia a que mejore el factor de carga del sistema; en caso contrario, dicho factor disminuye, aumentando en consecuencia los requerimientos de pico. En el caso del Istmo Centroamericano, el factor de carga, que inició la década de los noventa con un valor de 61.9% (valor máximo histórico), decayó a 59.6% en 1992, para luego repuntar a 61.4% en 1993. Estas variaciones se explican por los racionamientos ocurridos entre 1991 y 1992 en los países de la región. Al analizar los datos de los diferentes sistemas, se puede observar que la mayoría de los países mantuvieron estables los factores de carga, correspondiendo los valores más altos a Nicaragua y Panamá, con un 67%.

c) Índice de electrificación

El índice de electrificación señala la cobertura del servicio eléctrico en un país, al relacionar el número de usuarios del sector residencial con el número total de familias, de acuerdo con las estimaciones de los censos nacionales. En el Istmo Centroamericano, este índice pasó del 45 % en 1990 al 50 % en 1992, como resultado de los programas de electrificación de los diferentes países. En 1993 el número de clientes del servicio eléctrico se estimó en 3.4 millones, de los cuales 3 millones los constituyeron usuarios residenciales. Sin embargo, el mercado potencial de energía eléctrica continúa siendo grande, ya que la mitad de la población carece aún del respectivo servicio.

Los índices de electrificación aumentaron en todos los países de la región. Especial mención merece Costa Rica, cuya cobertura del servicio eléctrico llegó al 92.4 % en 1992, valor que está muy por encima del resto de los países. A continuación se sitúan Panamá, cuyo índice de electrificación alcanzó 60.9 %, y El Salvador con 60.3 %. Los demás países presentan los siguientes valores para 1992: Nicaragua, 48.9 %, Honduras, 39.3 %, y Guatemala, 36 %.

d) Evolución de la estructura y del balance de generación

Los países de la región contaban con una capacidad instalada, al 31 de diciembre de 1993, de 4,654 MW, con una estructura en que la componente hidroeléctrica era mayoritaria (58.9 %), seguida por las turbinas de gas y plantas de combustión interna (25.6 %). Las plantas de vapor (11.7 %) y geotérmicas (3.8 %) complementaban el sistema generador del Istmo.

En el período 1990-1993 se instalaron en la región 536 MW, de los cuales el 87.5 % correspondió a turbinas de gas y centrales de combustión interna. Es importante resaltar que estas adiciones térmicas se realizaron, en su gran mayoría, con el objeto de aminorar o evitar situaciones de desabastecimiento en los países sin obedecer a una planificación al largo plazo cuyo objetivo fuera la minimización de costos. Por esta razón, las tecnologías utilizadas corresponden a plantas de rápida instalación. Estas nuevas centrales significaron un crecimiento en la capacidad instalada, de tan sólo el 4.2 %.

También debe mencionarse que al, inicio de la década, el parque térmico existente se encontraba en condiciones críticas, debido a la falta de mantenimiento o por obsolescencia técnica. Esta situación obligó a los países a planificar vastos programas de rehabilitación que, en algunos casos, no han sido finalizados por problemas de índole administrativa o financiera.

El único país de la región que instaló plantas hidroeléctricas (40 MW) en el período 1990-1993 fue Costa Rica, representando el 26.6 % de la capacidad total nueva, la cual alcanzó los 153 MW. Las principales adiciones correspondieron a tres turbinas de gas (108 MW), que entraron en operación en 1991, y a la central hidroeléctrica de El Sandillal (32 MW), a finales de 1992. Además de ser el país con la mayor capacidad instalada en el Istmo, también es el que posee la componente hidroeléctrica más elevada, la cual en 1993 representó el 75.7 % del total.

En El Salvador se instalaron durante el período de estudio 168 MW en turbinas de gas y 10 MW en una central geotérmica. De esta forma, en la estructura del sistema generador las

turbinas de gas incrementaron su participación al 32%, mientras que las centrales hidroeléctricas perdieron influencia al pasar de 59.7 al 47.5%, en el término de 3 años. Como aspecto importante debe mencionarse que el esfuerzo realizado por este país al incrementar su capacidad total tuvo efectos positivos para el abastecimiento de electricidad. Estas acciones permitieron al subsector eléctrico atender el crecimiento del consumo y satisfacer la demanda restringida.

En el caso de Guatemala, las adiciones de capacidad instalada en el período (180 MW) se resumen en una turbina STIG (50 MW), y centrales de cogeneración (20 MW), lo cual se complementa con la instalación del primer autoproducción privado ^{11/} en la región (110 MW). Estas adiciones implicaron que la participación hidroeléctrica se redujera del 60.4% en 1990 al 49% en 1993.

Desde la entrada en operación de la central hidroeléctrica Francisco Morazán, la capacidad instalada efectiva en Honduras no ha tenido nuevas adiciones, más bien se ha venido reduciendo, como consecuencia de la falta de mantenimiento de las unidades térmicas existentes y la salida de operación de algunas de ellas. ^{12/}

Nicaragua aumentó su capacidad instalada en forma muy marginal, ya que la única adición en el período 1990-1993 fue una turbina de gas de 27 MW, la cual entró en operación en 1992.

En el caso de Panamá como en Honduras, durante el período de análisis, no hubo adiciones en la capacidad de generación del país. Sin embargo, merecen destacarse las obras realizadas para incrementar la altura de la central hidroeléctrica Fortuna, lo que permitiría aumentar la producción de energía de dicha central, y disminuir los derrames a partir del invierno de 1994.

La oferta disponible de energía eléctrica se compone de generación de las empresas públicas, sumada a las importaciones netas y, en el caso de Costa Rica, Guatemala, y Panamá, de las compras a terceras empresas locales. Es importante notar que la generación neta total del Istmo Centroamericano aumentó a un ritmo promedio anual del 6.8%, superior a las tasas de crecimiento del PIB y de la población. En 1993, la generación neta total de la región alcanzó los 17,250 GWh. La componente hidroeléctrica continúa teniendo una participación mayoritaria en la generación, aunque con una tendencia decreciente, pues su parte proporcional pasó del 85.8% en 1990 al 72.1% en 1993. Esta reducción fue compensada por el incremento en las turbinas de gas y plantas diesel, cuya participación pasó del 1.7% en 1990 al 13.8% en 1993. Las plantas de vapor también incrementaron marginalmente su participación en la producción total, del 7% en 1990 al 10% en 1993, dado que su capacidad instalada no fue incrementada. El recurso geotérmico, que en la década de los ochenta tuvo sus mayores crecimientos, alcanzó su máximo absoluto en 1991 con 819 GWh, pero sólo representó un 4.2% de la producción regional en 1993.

^{11/} Se trata de la empresa estadounidense ENRON.

^{12/} Con respecto a Honduras, es importante mencionar que durante 1994 se estableció un programa de racionamiento muy fuerte, debido a la sequía que sufrió la región, y a los problemas de las centrales térmicas existentes.

En Costa Rica, la producción neta de energía eléctrica a nivel nacional creció a un ritmo promedio anual del 7.4%, con un máximo en el año 1992 del 8.8%, tasa que se redujo al 5.8% en 1993. El valor alcanzado en este último año fue de 4,384 GWh. La componente hidroeléctrica mantuvo su posición mayoritaria; sin embargo, presentó una tendencia decreciente, pues pasó del 98.7% en 1990 al 90.2% en 1993, como consecuencia, tanto de la presencia del fenómeno de la corriente del niño, como del incremento en la generación de las turbinas de gas, la cual aumentó del 1.3% en 1990 al 9% en 1993, con un máximo del 13.1% en 1992. Por otro lado, Costa Rica realizó exportaciones del orden de los 216 GWh durante los tres primeros años (1990 a 1992), las cuales correspondieron principalmente a ventas para Nicaragua. Durante 1993, los niveles de intercambio fueron mínimos.

En el caso de El Salvador, la producción neta experimentó un incremento positivo del 7.9%, ya que pasó de 2,164 GWh en 1990, a 2,718 GWh en 1993. Este ritmo de crecimiento estuvo muy por encima de los registros históricos, los cuales habían alcanzado el 2.9% entre 1980 y 1985, así como del 5.6% que correspondió al quinquenio siguiente. Esta alta tasa fue alcanzada particularmente gracias a la generación de las turbinas de gas en 1993 (100 GWh), que dieron un apoyo al sistema eléctrico. No ocurrió lo mismo en los años 1991 y 1992 en que hubo racionamientos de energía eléctrica por los bajos aportes a los embalses de regulación. Como complemento para satisfacer las necesidades de energía eléctrica, El Salvador importó 138 GWh en el período 1990-1993, correspondiendo el 95% a los dos últimos años. También se dieron exportaciones de energía eléctrica en apoyo al sistema eléctrico de Guatemala, por 68 GWh, en el mismo período.

La producción de energía en Guatemala experimentó una tasa de crecimiento durante el período del 9.3%, habiendo pasado de 2,318 GWh en 1990 a 3,030 GWh en 1993. Este ritmo de crecimiento fue semejante al observado en el último quinquenio de los ochenta. La producción hidroeléctrica, que se mantuvo a lo largo del período en un promedio de 1920 GWh/año, fue complementada por la fuerte producción de las turbinas de gas (770 GWh/año en 1992 y 1993), pues las plantas de vapor mantuvieron su aporte en forma constante (266 GWh/año). La componente hidroeléctrica, que había logrado representar el 92.3% en 1990, cayó al 63.8% al final del período analizado. Por otro lado, es notoria la alta participación de las turbinas de gas en 1993 (28.6%), al compararla con el 4.2% obtenido en 1990. Para equilibrar la oferta de energía eléctrica durante el período, Guatemala tuvo intercambio de energía eléctrica con El Salvador, tal como se describió anteriormente. Estos intercambios favorecieron a ambos países, pues se pudo transferir energía eléctrica en períodos de lluvia lo que representó un apoyo mutuo en situaciones de emergencia. Adicional a ello, se hicieron compras de 645 GWh en el año 1993 a los autoprodutores (92%) y a los cogeneradores (8%).

En el caso de Honduras, la producción neta experimentó un crecimiento del 3%, al incrementarse de 2,274 GWh en 1990 a 2,482 GWh en 1993. La producción de las centrales hidroeléctricas abasteció la totalidad del consumo durante los dos primeros años, y en una proporción superior al 91% en los dos últimos años. En consecuencia, el parque térmico entró en operación durante los años 1990 y 1991, sólo para cumplir ciertas restricciones técnicas necesarias para asegurar la disponibilidad de estas centrales. Sin embargo, a partir de 1992, dicho parque apoyó al sistema en forma creciente, de modo que en el último año participó con un 9%. Diversos análisis recomendaban la necesidad de reforzar el sistema de generación agregando turbinas de gas a partir

de 1992; la postergación de esas decisiones provocó la crisis de suministro padecida durante 1994. Honduras fue el más importante exportador de energía en la región durante los años 1990 y 1991, en los que el balance neto fue de 548 GWh enviados al resto de países del bloque sur, situación que se revirtió en los siguientes dos años, en que importó 57 GWh. Las exportaciones fueron suspendidas a partir de 1992, ante la previsión de problemas de desabastecimiento, que al final ocurrieron hasta 1994.

Nicaragua incrementó la generación de energía eléctrica, de 1,251 GWh en 1990 a 1,537 GWh en 1993, para alcanzar una tasa de crecimiento promedio anual del 7.1%. La componente de generación, en base a los recursos naturales, hidroelectricidad y geotérmica, disminuyó su participación, pues pasó del 61% al inicio de la década al 56% en 1993. Conviene mencionar que la producción hidroeléctrica se vio afectada en los años 1991 y 1992 por el fenómeno de la corriente niño. Por su parte, la componente térmica aumentó su participación del 39% al 43%, en el período de análisis. Para complementar los requerimientos de energía eléctrica, este país importó cerca de 210 GWh en el período 1990 a 1992, principalmente de Honduras y Costa Rica, aunque en 1993 registró una exportación de 62 GWh.

En el caso de Panamá, la producción de energía eléctrica fue, en 1993 de 3,098 GWh, habiendo conseguido evolucionar a una tasa promedio anual del 5.7%, a partir de 1990. En cuanto a la participación de los diferentes tipos de centrales, la componente hidroeléctrica fue la que tuvo mayores aportes al abastecimiento de electricidad; sin embargo, redujo su participación del 84% en 1990 al 74% en 1993. Por su parte, las centrales térmicas, en particular las turbinas de gas, aumentaron su participación del 16% al 26% en el mismo período. La producción hidroeléctrica experimentó una fuerte reducción en el año de 1992, debido al fenómeno de la corriente del niño. Panamá ha sido tradicionalmente un importador de energía eléctrica; ello se evidenció en el período 1990-1993, en que se realizaron compras de electricidad de 215 GWh, mayoritariamente en los dos primeros años.

Entre las causas que han propiciado el racionamiento eléctrico en la mayoría de los países del Istmo a partir de 1991, se puede enumerar: i) la reducción de la producción hidroeléctrica provocada por el "fenómeno de la corriente del niño", que influyó en la tardanza en la entrada de época de lluvias; ii) el alargamiento de la época de la "canícula", y iii) la consiguiente presencia de meses hidrológicamente secos, que impidieron el llenado de los embalses de las plantas hidroeléctricas de regulación. También debe mencionarse el aplazamiento del mantenimiento de las centrales existentes, el consiguiente deterioro cada vez mayor del parque térmico, y el notable rezago en la instalación de nuevas plantas, con respecto al crecimiento de la demanda.

e) Índice de pérdidas

Las pérdidas de los sistemas eléctricos de la región continuaron presentando una tendencia creciente en el período en estudio. El índice de pérdidas a nivel regional pasó del 17.1% en 1990 al 17.8% en 1993, el cual es alto en comparación con los valores normalmente esperados de sistemas eléctricos eficientes. Sin embargo, la situación es más crítica al ser analizada por país, ya que tres sistemas tienen pérdidas de entre el 22% y el 28%. Costa Rica mantiene su posición con el menor índice de pérdidas, que alcanzó 10.8% en 1993. Los índices más altos se presentaron en Honduras

con el 28%, Nicaragua con el 24.3% y Panamá con el 22.3%, todos en el último año en estudio. En el resto de los países, los índices alcanzaron niveles intermedios en 1993: El Salvador con 15% y Guatemala con 14%. (véase el gráfico 2).

Entre los factores que continúan afectando el nivel de pérdidas, en particular en aquellos países con altos índices, se pueden enumerar los siguientes: debilidad en las áreas comerciales de las empresas eléctricas, sobrecarga en los circuitos de distribución, falta de control de las pérdidas no técnicas (sustracción indebida de electricidad), medición inadecuada, sistemas de facturación ineficientes, etc. Por otro lado, la falta de recursos financieros de las empresas eléctricas ha continuado impidiendo la ejecución de los trabajos de mantenimiento y rehabilitación de los circuitos de distribución.

f) Consumo de combustibles

Como una consecuencia de la baja producción hidroeléctrica y de la inclusión de nuevas centrales térmicas, el uso de combustibles para la generación de energía eléctrica se incrementó en 240% entre 1990 (2.5 millones de barriles) y 1993 (8.4 millones de barriles). En cuanto a la estructura, el búnker C, que en 1990 cubría el 84% de las necesidades, ha limitado su participación al 56%, debido a la saturación de las centrales de vapor existentes, situación que ha obligado a utilizar turbinas de gas no solamente para cubrir las necesidades de la carga de punta. Debe observarse que el 19% del búnker consumido en 1993 corresponde al utilizado por las unidades de combustión interna de media velocidad instalada por un autoproducer en Guatemala. En los próximos años se espera un repunte del búnker como consecuencia de la instalación de generadores de combustión interna de media velocidad que se han instalado o están en proceso de instalación en cuatro países. De esa forma, el consumo de diesel y diesel marino aumentó de 391.7 miles de barriles en 1990 a 3,708.5 miles de barriles en 1993. Cabe señalar que el consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica tiene fuerte impacto sobre los balances de hidrocarburos a nivel de cada país. Esto incide directamente en los factores de utilización de las respectivas refinерías locales.

En Costa Rica el consumo de derivados del petróleo para la generación eléctrica continúa siendo bajo, aunque ya reporta volúmenes significativos si se compara con los registrados en la década anterior. Por ejemplo, el consumo en 1985 fue de sólo 9,400 barriles, en tanto que en 1990 y 1992 se registraron consumos del orden de 110 miles y 1,275 miles de barriles respectivamente. En 1993, el consumo alcanzó los 929 miles de barriles, la mayor parte de los cuales corresponden al diesel consumido en las turbinas de gas de Moín.

En el caso de El Salvador, el uso intensivo de las centrales termoeléctricas, como consecuencia de la disminución en la producción de las plantas hidroeléctricas, incrementó en forma muy significativa el consumo de combustibles, que pasó de 311 miles de barriles en 1990 a 1,885 miles de barriles en 1993. Su composición también cambió en el lapso de tres años, ya que en el último año el diesel registró una participación del 60%.

Guatemala, al igual que la mayoría de los países del Istmo Centroamericano, incrementó el volumen de combustible consumido, de 150 miles de barriles en 1990 a 1,922 miles de barriles en

1993, multiplicándolo por un factor cercano a trece. El mayor consumo de combustibles en 1993 correspondió al búnker C, con un 73%, el cual se incrementó como resultado de la entrada en operación de las unidades de combustión interna de media velocidad del autoprodutor ENRON.

Debido a la alta participación de la producción hidroeléctrica en Honduras, los consumos de combustible en los dos primeros años fueron marginales. Sin embargo, durante los años 1992 y 1993 se consumieron 205,700 y 378,600 barriles de combustible, principalmente de diesel.

El consumo de derivados del petróleo en Nicaragua para la producción de electricidad se incrementó, en el lapso 1990-1993, en 365 miles de barriles, mayoritariamente búnker C (99%). El consumo en 1993 correspondió a 1,408 de barriles.

Panamá tampoco fue la excepción del Istmo, ya que el consumo de combustibles para generación eléctrica se duplicó, al pasar de 895,000 barriles en 1990 a 1,876 barriles en 1993. La estructura correspondió a un 52% de búnker C, un 28% de diesel marino y un 20% de diesel, en el último año.

g) Aspectos económicos y financieros

La mayor parte de las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano han afrontado, en alguna medida, problemas de tipo financiero, administrativo e institucional, los cuales se han convertido en un obstáculo para el desarrollo del subsector eléctrico de los países.

En el aspecto financiero, el principal problema radica en la generación insuficiente de recursos, para hacer frente tanto a los gastos de operación, mantenimiento y administración, como a los correspondientes a la expansión de los sistemas y a la carga del servicio de la deuda. Aunque existe pleno conocimiento de la necesidad de buscar tarifas que se aproximen a los costos marginales, ^{13/} las recomendaciones que han emanado de los departamentos técnicos de las empresas no siempre se aprueban en el tiempo adecuado. El alto costo político que en la mayoría de los países tienen las decisiones de incremento tarifario, así como, en muchos casos, la inexistencia de procedimientos transparentes para la fijación de tarifas a los usuarios, han ocasionado el atraso prolongado de los ajustes tarifarios, lo cual se ha traducido en un deterioro generalizado de todas las actividades ligadas con el desarrollo de los subsectores eléctricos.

Lo anterior se ha manifestado en el rezago que han sufrido los planes de equipamiento de las empresas y en los racionamientos y situaciones de desabastecimiento eléctrico de diferente magnitud e intensidad que se han presentado en cinco países en el período 1990-1993.

Merece destacarse la situación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), institución que ha podido mantener activos sus programas de expansión, poniendo en operación a finales de

^{13/} Incluso por la importancia de tener un consenso en los aspectos tarifarios y buscar la separación de los aspectos políticos, las empresas eléctricas de la región aprobaron en 1993, en el seno del CEAC, la metodología denominada Tarifa Unificada para América Central (TÚCA).

1992 el proyecto El Sandillal (32 MW), y construyéndose en 1993 la primera unidad geotérmica de Miravalles (55 MW), en 1994. ^{14/} Además se encuentran en construcción los proyectos hidroeléctricos Toro I y II y Daniel Gutiérrez, y han avanzado en la consecución de los financiamientos para los proyectos que entrarán en operación para el año 2000.

Los problemas financieros van evidentemente ligados a otros de orden institucional y administrativo que han enfrentado las empresas, los cuales representan barreras para mejorar la eficiencia de las actividades generales del subsector.

h) Reforma a los marcos regulatorios

Hacia finales de la década de los ochenta, la gran mayoría de las empresas eléctricas públicas de la región tenían serias limitaciones en los aspectos institucionales, económicos y financieros. Se identificaron como los principales problemas: i) falta de autonomía empresarial; ii) excesiva interferencia de las autoridades gubernamentales en los aspectos operativos; iii) insuficiente generación de recursos internos debido a la utilización de las tarifas para satisfacer objetivos macroeconómicos, políticos o de equidad, y iv) ineficiencia productiva y asignativa de las empresas, reflejada en las altas tasas de pérdidas eléctricas, elevado número de personal, reducción de las tasas de rentabilidad sobre activos, bajo factor de cobertura del servicio de la deuda, etc. ^{15/}

Al inicio de los noventa, los diferentes programas de ajuste acordados por los países de la región con los organismos internacionales comenzaron a incluir la ejecución de reformas en los respectivos sectores energéticos. Esto fue motivado por razones internas y externas a los países. En primer lugar, la necesidad de reducir los déficit fiscales de los gobiernos implicaba la eliminación de las transferencias a las empresas eléctricas, para cubrir los faltantes de sus presupuestos provocados por el bajo nivel de las tarifas; por lo tanto, las empresas debían comenzar a buscar su eficiencia productiva y asignativa, a través de una serie de acciones como aumento de tarifas, incremento de la productividad, etc. En segundo lugar, por decisión propia de los organismos financieros multilaterales y bilaterales, el financiamiento externo para los proyectos energéticos fue drásticamente reducido; en su lugar, dichos organismos comenzaron a propiciar la entrada de capitales privados en el sector energía, a fin de cubrir la brecha que aparecía entre fondos disponibles y requerimientos de inversión.

De esta forma, durante el período comprendido entre 1990 hasta mediados de 1994, se adelantaron en la región diferentes estudios para proceder a la reforma de los subsectores eléctricos, financiados por organismos multilaterales y bilaterales. Sin embargo, estos esfuerzos han presentado algunas dificultades, pudiéndose enumerar las siguientes:

^{14/} Esta central entró en operación en marzo de 1994.

^{15/} Véase, CEPAL, Istmo Centroamericano: Evolución y Perspectivas del Subsector Eléctrico y Posibilidades para lograr una mayor Integración (1980-2000) (LC/MEX/L.144 (CCE/SC.5/GRIE/XIV/3), 24 de octubre de 1990.

- Los estudios han sido llevados a cabo por consultores externos a la región, quienes en la mayoría de los casos han pretendido copiar experiencias de países del Cono Sur de América Latina, sin tomar en consideración las diferencias en los aspectos técnicos, económicos, institucionales, legales y, sobre todo, la aguda escasez de personal profesional calificado a todos los niveles que se experimenta en América Central. Estas condiciones deberían haber apuntado a procesos de reformas por fases, cada una de ellas en función de metas específicas.
- Los organismos multilaterales y bilaterales, por su parte, promocionaron dentro de los estudios reformas en las estructuras de los subsectores eléctricos, ^{16/} para las cuales no existe garantía de alcanzar la eficiencia productiva, asignativa ni estructural de los mismos. ^{17/}
- En general, la mayoría de las empresas eléctricas no estaban preparadas para actuar como contraparte de los consultores en los respectivos estudios ya que no contaban con profesionales especializados en el tema de regulación de empresas eléctricas. Una situación similar ocurrió en las negociaciones con los organismos multilaterales y bilaterales.

Los objetivos principales que deberían estar contemplados en toda reforma del subsector eléctrico abarcan: i) separación de los papeles del Estado en las áreas normativas, regulatorias y empresariales; ii) aseguramiento de una estructura eficiente de la industria y de la eficiencia productiva y asignativa en las empresas eléctricas, independientemente de su régimen de propiedad; iii) corporativización de las empresas que mantienen su calidad pública; iv) promoción de capitales privados en el subsector eléctrico, y v) definición de mecanismos reglamentarios apropiados, a fin de asegurar un funcionamiento eficiente de la industria. Estos objetivos dejaron de ser los puntos clave a considerarse en las reformas en la región, pues en la mayoría de los casos se agregaron propuestas de cambios estructurales de las empresas eléctricas, que seguían más esquemas preconcebidos que soluciones pragmáticas a los problemas existentes, creando situaciones conflictivas.

A mediados de 1994, el avance de las reformas en los subsectores eléctricos de la región era disímil. En este sentido, se puede clasificar a los países de la siguiente manera:

- i) Costa Rica. Reformas aprobadas a nivel legislativo.
- ii) El Salvador, Honduras ^{18/} y Nicaragua. Anteproyectos de ley realizados o en preparación.
- iii) Guatemala y Panamá. Estudios aún no aprobados o en ejecución.

^{16/} De acuerdo con la concepción de economía industrial.

^{17/} Véase, Banco Mundial, Power Supply in Developing Countries: Will Reform Work? Proceedings of a Roundtable Co-sponsored by the World Bank and Electricité de France, Washington, D. C., April 27-28, 1993.

^{18/} El Poder Legislativo de Honduras aprobó, en noviembre de 1994, la ley de reforma al subsector eléctrico en dicho país.

Se describe a continuación sólo la reforma del subsector eléctrico de Costa Rica, ya que es la única con fuerza de ley por haber sido aprobada por el poder legislativo. Todas las demás reformas estarían en proceso de definición.

En el caso de Costa Rica, el alcance de la reforma del subsector eléctrico se explicita en la ley No 7200, titulada: Generación Privada Autónoma o Paralela, aprobada en 1990 por la Asamblea Nacional. Los principales cambios que contempla esta ley son los siguientes:

i) Apertura del segmento de la generación a productores privados, los cuales deben utilizar fuentes nuevas y renovables y tener una capacidad instalada inferior a 20 MW. Adicionalmente, la capacidad total acumulada de los productores privados no puede exceder el 15% de la capacidad total instalada en el país.

ii) El ICE tiene su estructura actual verticalmente integrada, siendo responsable del despacho de carga y del comercio intrarregional de energía eléctrica.

iii) El Servicio Nacional de Electricidad (SNE) se mantiene como el ente regulador del subsector, ^{19/} mientras que el Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas tiene la función normativa de todo el sector energía.

Existe un procedimiento en el ICE para la declaración de elegibilidad de los proyectos presentados por los empresarios privados. Por su parte, las tarifas de compra de energía eléctrica se basan en el costo marginal de largo plazo (CMLP) calculado por el ICE, y son aprobadas por el SNE.

2. Sistemas interconectados subregionales

Luego de la construcción de las líneas de interconexión en las décadas de los setenta y ochenta, actualmente los países del Istmo Centroamericano presentan dos bloques subregionales de interconexión, denominados norte y sur. El bloque norte lo integran El Salvador y Guatemala, mientras que el bloque sur lo componen Costa Rica, Honduras, Nicaragua y Panamá. El mercado de este último es de mayor tamaño que el del bloque norte. A continuación se analiza la evolución de ambos bloques durante el período 1990-1993 (véanse los cuadros 2, 3 y 4).

a) Evaluación del consumo y del balance de generación en los bloques de interconexión

En el bloque norte las ventas se incrementaron de 3,818 GWh en 1990 a 4,917 GWh en 1993, con una tasa de crecimiento promedio anual de 8.8%, superior a la experimentada por el bloque sur. Este alto crecimiento se debió al marcado aumento del consumo en ambos países. La participación relativa de los mercados nacionales de electricidad se mantuvo constante, correspondiendo a Guatemala el 52% del total. En este bloque correspondió al sector comercial la

^{19/} Existe un anteproyecto de ley para reformar las funciones del SNE.

mayor participación en el incremento del consumo, pues experimentó durante el período una tasa promedio anual del 9.5%, siguiéndole los sectores industrial y residencial con el 8.4% y 8.3%, respectivamente. En relación con la estructura del consumo, los sectores mantuvieron estable su participación relativa, de forma que los sectores residencial e industrial tuvieron un 32%, mientras que el comercial participó con el 19%. Es interesante notar la alta participación del sector industrial, superior a la obtenida en el bloque sur. Con respecto al número de clientes residenciales, éstos aumentaron de 1 millón en 1990 a 1.2 millones en 1992.

Las ventas del bloque sur crecieron de 7,935 GWh en 1990 a 9,336 GWh en 1993, a un ritmo promedio anual de 5.6%. Los dos mercados nacionales más fuertes continuaron siendo Costa Rica y Panamá, cuya participación se mantuvo en 68%. Es importante resaltar que en este bloque, el sector industrial presentó la mayor tasa de crecimiento en el período, con un 6.8%, mientras que los sectores comercial y residencial alcanzaron el 6.4% y el 5.2%, respectivamente. Con respecto a la estructura del consumo, el sector residencial ocupa el primer lugar, con un 38%, debido a la ponderación de las ventas residenciales en Costa Rica. El sector industrial ocupa el segundo lugar con el 26%, seguido por el comercial con el 24%. Por su lado, el número de clientes residenciales en el bloque sur pasó de 1.4 en 1990 a 1.8 millones en 1992.

La capacidad instalada del bloque norte se incrementó de 1,458 MW en 1990 a 1,795 MW en 1993, sobresaliendo el aumento de las unidades diesel, las cuales duplicaron su capacidad total, llegando a 633 MW en 1993. Por su parte, las centrales hidroeléctricas no presentaron adiciones de nuevas plantas, manteniendo una capacidad de 875 MW. Con respecto a las centrales geotérmicas, éstas se ampliaron en 10 MW durante todo el período.

Con respecto al balance de generación, en este bloque se observó una reducción en valores absolutos y relativos de la producción hidráulica, motivado por los problemas hidrológicos ya mencionados, habiendo pasado del 83% en 1990 al 60% en 1993. Por su parte, las centrales a vapor y diesel aumentaron su participación del 13 al 16%. Las centrales geotérmicas disminuyeron su producción de electricidad, también en valores absolutos y relativos, habiendo alcanzado en el último año los 351 GWh. La generación en base a los recursos naturales también presentó una disminución muy fuerte, pues pasó del 91% al 66%, inferior al valor obtenido en el bloque sur. La demanda máxima en este bloque fue de 1,109 MW en 1993, casi la mitad del bloque sur, con un factor de carga de 59.2%. El índice de pérdidas mostró una ligera reducción, pues pasó de 14.8% al 14.4% en el período en mención.

La capacidad instalada del bloque sur aumentó de 2,660 MW en 1990 a 2,839 MW en 1993. Las centrales hidroeléctricas mantuvieron su capacidad casi constante, la cual pasó de 1,825 MW en 1990 a 1,865 MW en 1993, reduciendo su participación porcentual con respecto a la capacidad instalada total, del 69% al 66%. Por su parte, las centrales térmicas a base de combustibles fósiles aumentaron su participación, del 29% al 32%, en el mismo período, predominando en ellas las unidades diesel, con 560 MW en 1993. Con respecto a las centrales geotérmicas, no hubo adiciones en el período en estudio.

El balance de generación del bloque sur presentó un notable incremento en la producción de centrales térmicas (a vapor y diesel), así como un aumento de la producción hidroeléctrica. Sin embargo, la participación relativa de estas últimas plantas disminuyó del 86% en 1990 al 78% en

1993, mientras que las primeras centrales aumentaron del 9 % al 19 %. La producción de electricidad en base a los recursos naturales nacionales, mostró un decrecimiento importante, pues pasó del 90 % a inicio del período al 81 % en 1993, lo cual da una indicación de la autosuficiencia en ese campo. La demanda máxima alcanzó los 2,098 MW en 1993, de forma tal que el factor de carga de este bloque se mantuvo casi constante, con un 63.1 %. Sin embargo, el índice de pérdidas subió del 18.1 % al 19.5 %.

En resumen, el mercado eléctrico del Istmo Centroamericano tuvo, a finales de 1993, las siguientes características: (véase el cuadro 4)

- i) Un mercado con ventas de 14,250 GWh, una demanda máxima no coincidente de 3,207 MW, y más de 2.8 millones de clientes residenciales.
- ii) Ventas de energía eléctrica con un crecimiento en el período de 6.6 %, tasa superior al incremento de la población y del producto interno bruto regional.
- iii) Una capacidad instalada total de 4,635 MW, integrada en 58.9 % por centrales hidroeléctricas, 25.6 % por turbinas de gas y plantas de combustión interna, 11.7 % por plantas de vapor y 3.8 % por centrales geotérmicas.
- iv) Una autosuficiencia de generación eléctrica en la región del 76 %, en la que las centrales hidráulicas suministran 12,434 GWh y las geotérmicas 728 GWh.
- v) Un factor de pérdidas del 17.8 %.

b) Transferencias entre países

Las transferencias entre los países de cada bloque subregional fueron, en el período en análisis, de los tipos siguientes: i) suministro de energía hidro, proveniente de excedentes programados o circunstanciales, para sustituir generación térmica, sobre base de combustibles fósiles; ii) suministro de energía hidro para almacenarla en un segundo país, el cual cuenta con algún embalse de gran capacidad de regulación; iii) suministro de energía de origen térmico, que se transfiere entre sistemas eléctricos para sustituir energía térmica más cara; iv) suministro de energía de origen térmico, sobre la base de combustible fósiles en casos de emergencia, para evitar situaciones de racionamiento en el país receptor; y v) paso, por un país intermedio, de energía que se transfiere entre sistemas eléctricos no fronterizos. Aun cuando los cargos puedan variar de manera considerable entre los diferentes tipos de transferencias brutas, la valorización completa de la energía transferida se logra, en los cuatro primeros, mediante el ahorro de combustible en las centrales térmicas cuya generación se desplaza, o por la eliminación del racionamiento de energía eléctrica.

En el período 1990-1993 se dieron exportaciones por un valor total de 1,201 GWh (véase el gráfico 3). No se cuenta con estadísticas precisas para realizar un análisis detallado de los tipos de transferencias ocurridas, ni de los costos involucrados. Sin embargo, se estima que alrededor de 600 GWh correspondieron a intercambios de energía hidroeléctrica, principalmente realizados por

Honduras durante 1990 y 1991 (550 GWh). El resto correspondió a energía térmica, que en la mayoría de las veces se dio como intercambio para ayudar en situaciones de emergencia a los países.

En el bloque norte, las exportaciones durante el período 1990-1993 ascendieron a un valor acumulado de 265 GWh, que representan el 22.3 % del total del Istmo; éstas se efectuaron con menor énfasis en los inicios de la década de los noventa. Con relación a los intercambios netos (exportaciones menos importaciones), Guatemala tuvo un saldo de 139 GWh, cantidad que se asemeja a la registrada entre 1986 y 1989. La mayor parte de las transferencias se realizaron para apoyo en situaciones de emergencia en El Salvador. Por otro lado, transferencias de hidroelectricidad se dieron en algunos momentos, principalmente en 1993.

En el bloque sur, el valor de las exportaciones correspondió al 77.9 % del total del Istmo, alcanzando 935 GWh durante el período. Conviene anotar que el nivel de las transferencias presentó una tendencia marcadamente decreciente, con los siguientes valores en los sucesivos años: 400 GWh, 319 GWh, 124 GWh y 92 GWh, respectivamente. Esto se debió a la disminución de los excedentes hidráulicos en algunos países. También debe resaltarse el caso de Honduras, que ha pasado de exportador neto (1990-1991) a importador de energía en el resto de los años, para complementar los requerimientos de su sistema. En los dos primeros años de la década, la exportación de energía de dicho país fue de 555 GWh, es decir, el 59.2 % de las transferencias netas del bloque sur en todo el período. Por su parte, Costa Rica y Nicaragua tuvieron un comportamiento similar, al pasar de importadores a exportadores, presentando las siguientes cifras: i) Costa Rica importó 154 GWh en 1990 y exportó 64 GWh en 1992, y ii) Nicaragua importó, en los tres primeros años de la década, 148 GWh, mientras que en 1993 exportó 50 GWh. En este bloque, Panamá es neto importador de energía ya que en el período ha recibido un aporte neto de 215 GWh, lo que representa cerca del 30 % de las transferencias netas ocurridas.

Las transferencias netas en los cuatro primeros años del decenio alcanzaron los 1,201 GWh, habiendo significado ahorros por un monto de 48 millones de dólares, a razón de 4.5 centavos de dólar por kwh, sobre la base de un precio de referencia de 20 dólares por barril de combustible.

c) Cooperación regional

La cooperación regional ha venido representando una parte muy importante para el desarrollo del subsector eléctrico del Istmo Centroamericano. El hecho más importante para el ordenamiento de la cooperación regional lo ha constituido la consolidación del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), que a la fecha ha efectuado tres rotaciones de sede de su Secretaría, desde que fue aprobado su convenio constitutivo.

En 1994 los Presidentes de las empresas eléctricas aprobaron la nueva estructura organizativa del CEAC, misma que se está consolidando a partir de subcomités técnicos y grupos de trabajo que operarán en base a una sede fija. La asignación de las sedes ha seguido una tendencia a distribuir

equitativamente la coordinación del trabajo de los comités en las distintas empresas y aprovechando las áreas de excelencia que éstas han venido identificando. Con estos grupos de trabajo se espera facilitar el seguimiento y supervisión de los proyectos regionales e impulsar las diferentes actividades de integración del subsector eléctrico regional.

A continuación se hace una breve descripción de los principales proyectos de cooperación regional en ejecución y/o gestión.

i) Proyectos emanados del Grupo Consultivo Regional de Centroamérica (GCR-CA).

El GCR-CA está integrado por los Viceministros encargados de la integración de los países, y es coordinado por el BID. En una etapa inicial hizo un diagnóstico de las prioridades de los gabinetes económicos de los países, a partir del cual seleccionó una cartera de proyectos prioritarios. En el área de infraestructura correspondiente al subsector eléctrico, designó al CEAC para que coordinará la ejecución de los proyectos regionales seleccionados. El estado actual de cada uno de estos proyectos es el siguiente:

1) Fortalecimiento del CEAC. Financiado por el Gobierno de España, está siendo ejecutado por la firma consultora MONTRAL. La coordinación directa corresponde al CEAC, que a su vez ha designado como grupo de apoyo al Subcomité de Informática. El proyecto consiste en el desarrollo, implementación y equipamiento de un centro de información para las empresas eléctricas, lo que facilitará el enlace entre las distintas bases de datos existentes en los países, la formulación de una base de datos propia para el CEAC y la implementación de un correo electrónico para las empresas eléctricas.

2) Revisión global de la cooperación regional al subsector eléctrico de Centroamérica. Este proyecto es financiado por la Agencia Canadiense de Desarrollo Internacional (ACDI) y ejecutado por la CEPAL, en su calidad de organismo asesor del CEAC. Su seguimiento superior es llevado a cabo por un Comité de Alto Nivel, integrado por el Secretario Ejecutivo del CEAC, el BID y la ACDI. El objetivo es realizar una evaluación de los proyectos de cooperación regional ejecutados en el subsector y determinar las prioridades para avanzar en su integración, para lo cual se propondrá como resultado un conjunto de acciones e iniciativas tendientes a encausar la futura cooperación a la región en materia eléctrica.

3) Operación coordinada de los sistemas eléctricos interconectados. Concebido como una continuación del PARSEICA, este proyecto persigue el establecimiento de metodologías y procesos para la determinación de los costos de operación de las centrales térmicas, lo cual es esencial para la coordinación de intercambios de energía térmica. También se incluiría dentro de este proyecto, apoyo para los estudios que realizan los grupos de trabajo del Comité de Interconexión. Este proyecto todavía no cuenta con financiamiento.

4) Estudio de nueva capacidad de generación a base de combustibles fósiles. Este proyecto está encaminado a la evaluación de futuras centrales térmicas regionales, tratando de

aprovechar economías de escala. El Gobierno de México lo financia, con fondos asignados al BCIE, y el organismo ejecutor será el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) de México.

5) Programa de Actividades en Planificación Eléctrica (PARPE). Este proyecto persigue dotar a las empresas eléctricas, incluyendo la capacitación y el entrenamiento en el manejo de dichas herramientas. El principal componente de este proyecto está relacionado con la capacitación y entrenamiento en el Sistema Unificado de Planificación Eléctrica Regional (SUPE-OLADE-BID). Este proyecto no cuenta en la actualidad con financiamiento asegurado.

6) Programa de capacitación financiera y administrativa. Este proyecto tiene por objetivo proporcionar entrenamiento en nuevos modelos de gestión administrativa y financiera, ambos temas muy importantes y necesarios para enfrentar con éxito los procesos de reordenamiento que se están dando en el subsector eléctrico de los países de la región. Existe intención del Gobierno de Chile para financiar este proyecto.

ii) Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC). Este proyecto fue iniciado en 1987, con apoyo del grupo español ENDESA, y cuenta con el máximo apoyo a nivel político, habiendo sido mencionada su importancia en algunas Cumbres de Presidentes Centroamericanos. El proyecto consiste en la instalación de una línea de 500 kV que uniría los seis países de la región, con una longitud de 1,680 km y siete subestaciones reductoras 500/230 kV. En una primera etapa, se construiría la línea y se energizaría en 230 kV para apoyar a la interconexión actual y, a partir del año 2004, entrarían a operar las subestaciones para la operación en 500 kV. En 1992 se realizó la actualización de los estudios de factibilidad y, posteriormente, el BID ha continuado con las gestiones necesarias para lograr la aprobación del financiamiento. Entre algunas de las interrogantes que deberán de resolverse antes de someter el proyecto al Directorio se mencionan:

- Gestión de la interconexión y la repartición de los beneficios.
- Inclusión de capitales privados en el financiamiento del proyecto.
- Definición de los proyectos regionales y las posibilidades de su cristalización.
- Aspectos institucionales que permitirán el desarrollo de los sistemas nacionales bajo las premisas de una planificación coordinada.

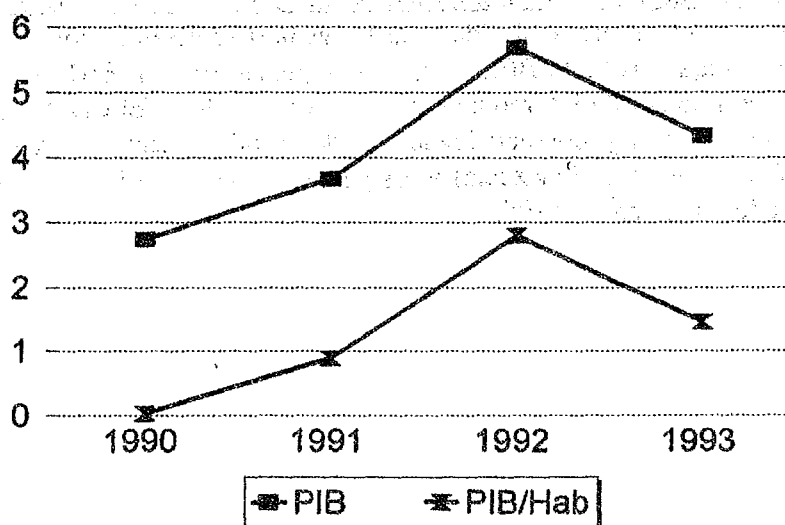
iii) Interconexión de los países del Grupo de los Tres (G-3) con los países de América Central. Este estudio, a nivel de prefactibilidad, se ha venido realizando con financiamiento del BID, por la compañía belga TRACTEBEL, bajo la supervisión del BID y de la Secretaría Protempore del Grupo de Trabajo de Interconexión Eléctrica del G-3. El estudio busca identificar esquemas de integración eléctrica y potencialidades de desarrollo de una interconexión entre los países del G-3 (Colombia, México y Venezuela) y los países de América Central. El informe final del estudio será entregado en enero de 1995.

Cuadro 1

ISTMO CENTROAMERICANO: INDICADORES ECONOMICOS

					Tasas de crecimiento			
	1990	1991	1992	1993	1990	1991	1992	1993
Producto Interno Bruto (Millones de dólares de 1980)								
Istmo Centroamericano	25,052.2	25,973.8	27,451.5	28,843.1	2.74	3.68	5.69	4.34
Costa Rica	4,434.7	4,529.4	4,857.6	5,137.6	3.43	2.14	7.25	5.76
El Salvador	3,457.9	3,572.2	3,756.2	3,931.4	3.38	3.31	5.15	4.67
Guatemala	8,490.6	8,789.0	9,206.1	9,560.3	2.93	3.51	4.74	3.85
Honduras	3,156.8	3,230.9	3,429.0	3,560.4	-0.43	2.35	6.13	3.83
Nicaragua	1,804.6	1,801.8	1,808.3	1,792.5	-0.13	-0.16	0.36	-0.88
Panamá	3,707.5	4,050.4	4,394.3	4,661.0	5.15	9.25	8.49	6.07
PIB por habitante								
Istmo Centroamericano	883.5	891.4	916.3	929.8	0.03	0.89	2.80	1.47
Costa Rica	1461.4	1455.0	1522.2	1571.6	0.74	-0.43	4.61	3.25
El Salvador	668.6	676.6	696.1	712.6	1.37	1.20	2.88	2.37
Guatemala	923.2	928.4	944.8	953.2	-0.00	0.56	1.77	0.89
Honduras	647.0	642.6	662.0	667.2	-3.43	-0.69	3.02	0.80
Nicaragua	490.9	473.2	457.0	435.4	-3.11	-3.61	-3.42	-4.73
Panamá	1546.1	1657.3	1764.1	1836.5	3.04	7.19	6.44	4.10

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 1
TASAS DE CRECIMIENTO

Cuadro 2

ISTMO CENTROAMERICANO: OFERTA/DEMANDA DE POTENCIA Y SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA

	Potencia (MW)					Demanda máxima	Energía (GWh)										%		
	Instalada				Generación Bruta		Generación Neta					Expor- tación	Impor- tación	Compras	Dispo- nible	Ventas	Pérdidas	Factor de carga	
	Total	Hidro	Geo	Vapor			Diesel	Total	Hidro	Geo	Vapor								Diesel
1990	4118	2701	165	520	733	2614	14353	14175	12168	748	1014	248	421	400	23	14176	11752	17.1	61.9
(%)	100	66	4	13	18		100	99	85	5	7	2							
1991	4254	2709	165	521	658	2798	15054	14830	11372	819	1555	1084	327	312	43	14859	12300	17.2	60.6
(%)	100	64	4	12	20		100	99	76	5	10	7							
1992	4461	2741	175	527	1019	3029	16063	15817	11115	794	1838	2069	259	256	121	15935	13191	17.2	60.1
(%)	100	61	4	12	23		100	98	69	5	11	13							
1993	4635	2740	175	527	1193	3207	17346	17249	12434	727	1702	2385	193	190	98	17344	14253	17.8	61.7
(%)	100	59	4	11	26		100	99	72	4	10	14							
Incremento 1990-1993																			
	516	40	10	7	460	593	2992	3074	269	-20	688	2137				3168	2501		
Tasa de crecimiento 1990-1993																			
	4	0.5	2	0.4	17.6	7.1	6.5	6.8	0.7	-0.9	18.9	112.7				7	6.6		

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: El factor de carga fue calculado con base en la demanda máxima y la energía disponible.

Las ventas corresponden a las principales empresas eléctricas nacionales.

Cuadro 3

BLOQUE NORTE: OFERTA/DEMANDA DE POTENCIA Y SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA

	Potencia (MW)					Demanda máxima	Energía (GWh)										%		
	Instalada				Generación Bruta		Generación Neta				Expor- tación	Impor- tación	Compras	Dispo- nible	Ventas	Pérdidas	Factor de carga		
	Total	Hidro	Geo	Vapor			Diesel	Total	Hidro	Geo								Vapor	Diesel
1990	1458	876	95	179	308	864	4553	4483	3782	384	206	110	20	20		4483	3818	14.8	59.2
(%)	100	60	7	12	21		100	98	83	8	5	2							
1991	1490	876	95	179	340	943	4761	4660	3067	392	622	580	9	9		4660	4040	13.3	56.4
(%)	100	59	6	12	23		100	98	64	8	13	12							
1992	1621	875	105	182	459	1029	5184	5083	3223	359	618	883	135	133		5081	4420	13	56.4
(%)	100	54	6	11	28		100	98	62	7	12	17							
1993	1795	875	105	182	633	1109	5770	5748	3445	351	561	1391	101	101		5747	4917	14.4	59.2
(%)	100	49	6	10	35		100	100	60	6	10	24							
Incremento 1990-1993																			
	337	-1	10	3	325	245	1216	1265	-337	-34	355	1280				1265	1099		
Tasa de crecimiento 1990-1993																			
	7.2	-0.1	3.4	0.6	27.1	8.7	8.2	8.6	-3.1	-3	39.7	132.8				8.6	8.5		

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: El factor de carga fue calculado con base en la demanda máxima y la energía disponible.

Las ventas corresponden a las principales empresas eléctricas nacionales.

Cuadro 4

BLOQUE SUR: OFERTA/DEMANDA DE POTENCIA Y SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA

	Potencia (MW)						Energía (GWh)										%		
	Instalada				Demanda máxima	Generación Bruta	Generación Neta				Expor- tación	Impor- tación	Compras	Dispo- nible	Ventas	Pérdidas	Factor de carga		
	Total	Hidro	Geo	Vapor			Diesel	Total	Hidro	Geo								Vapor	Diesel
1990	2660	1825	70	341	425	1750	9800	9692	8384	363	808	138	401	379	23	9693	7935	18.1	63.2
(%)	100	69	3	13	16		100	99	86	4	8	1							
1991	2764	1833	70	342	518	1855	10293	10170	8306	428	933	504	319	304	43	10198	8259	19	62.8
(%)	100	66	3	12	19		100	99	81	4	9	5							
1992	2841	1866	70	345	560	2000	10879	10734	7891	435	1221	1186	124	123	121	10854	8771	19.2	62
(%)	100	66	2	12	20		100	99	73	4	11	11							39
1993	2839	1865	70	345	560	2098	11576	11501	8989	377	1141	994	92	90	98	11597	9336	19.5	63.1
(%)	100	66	2	12	20		100	99	78	3	10	9							
Incremento 1990-1993																			
	179	41		4	135	348	1776	1809	606	14	333	856				1904	1401		
Tasa de crecimiento 1990-1993																			
	2.2	0.7		0.4	9.6	6.2	5.7	5.9	2.4	1.2	12.2	93.3				6.2	5.6		

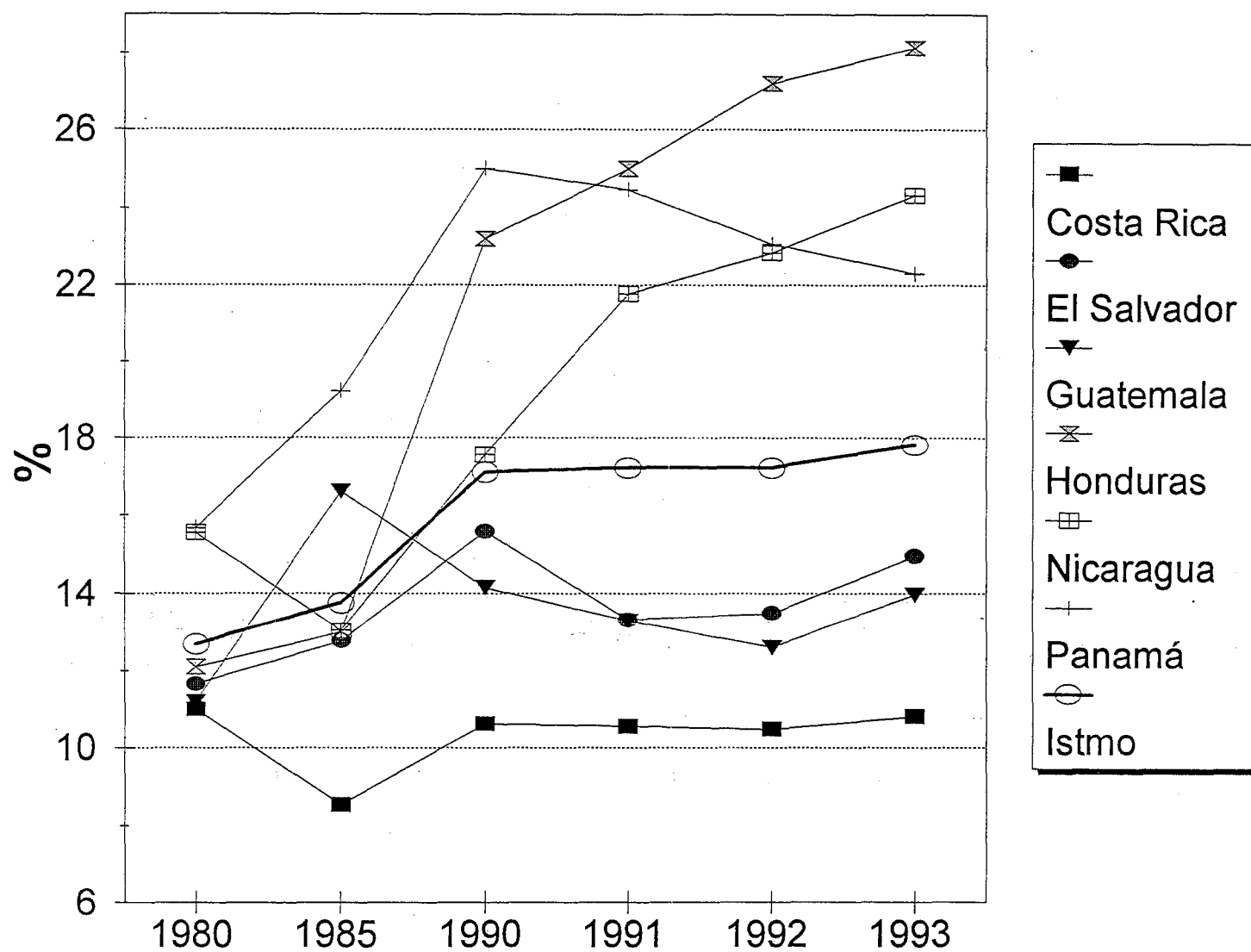
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: El factor de carga fue calculado con base en la demanda máxima y la energía disponible.

Las ventas corresponden a las principales empresas eléctricas nacionales.

Gráfico 2

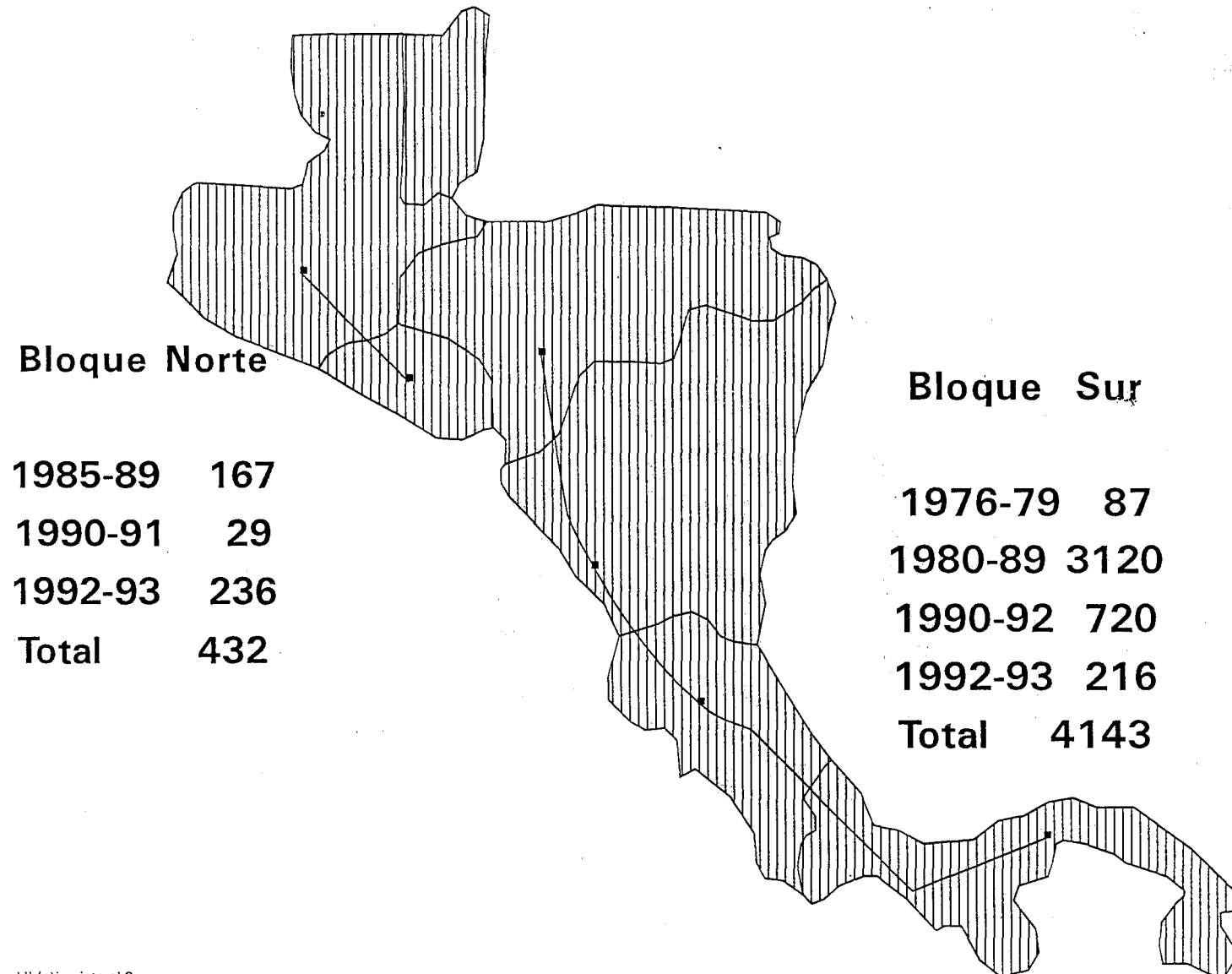
ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION DE LAS PERDIDAS ELECTRICAS



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 3

ISTMO CENTROAMERICANO RESUMEN DE INTERCAMBIOS GWh.

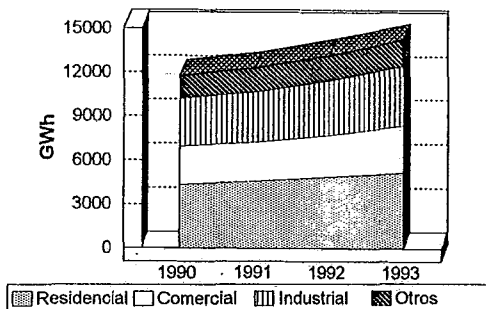


Recuadro 1

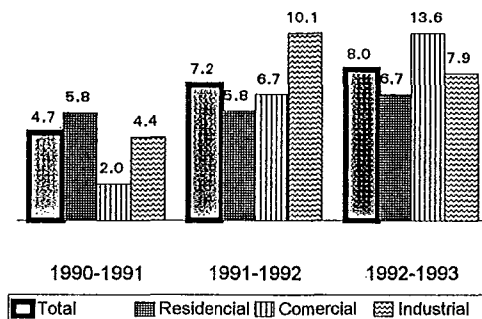
ISTMO CENTROAMERICANO: ESTADISTICAS RELEVANTES DEL SUBSECTOR ELECTRICO

VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA

EVOLUCION RECIENTE

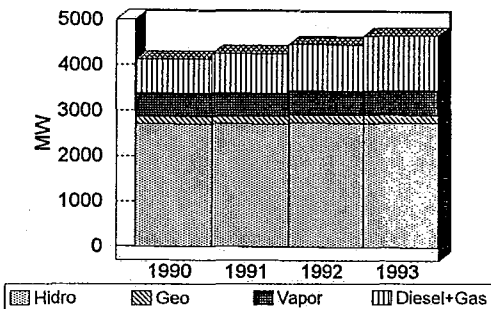


TASAS DE CRECIMIENTO (%)

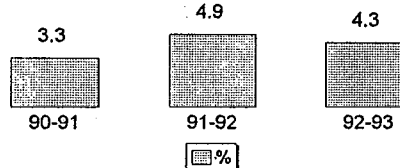


CAPACIDAD INSTALADA

EVOLUCION RECIENTE

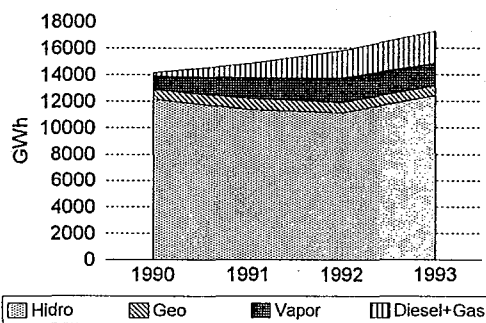


TASAS DE CRECIMIENTO ANUALES

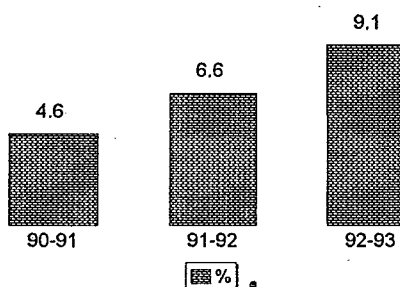


GENERACION NETA

EVOLUCION RECIENTE

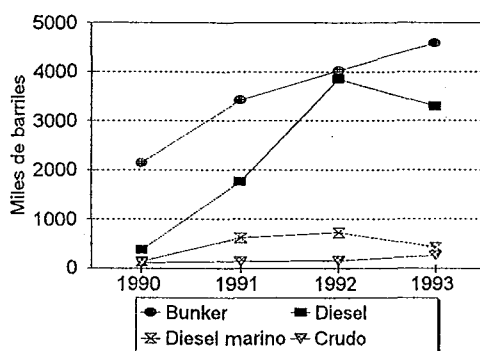


TASAS DE CRECIMIENTO ANUALES

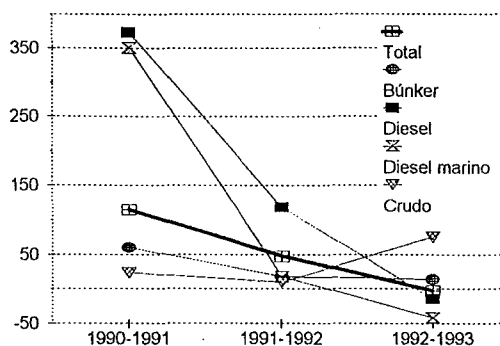


COMBUSTIBLES

EVOLUCION RECIENTE



CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL (%)

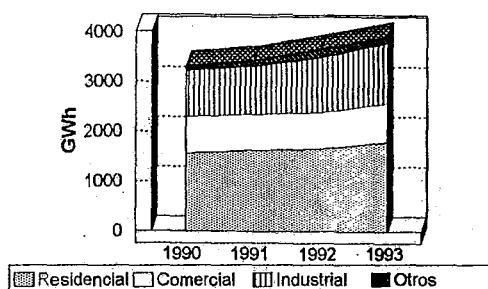


Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

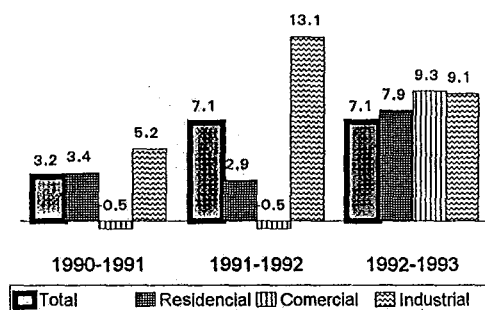
Recuadro 2
COSTA RICA: ESTADISTICAS RELEVANTES DEL SUBSECTOR ELECTRICO

VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA

EVOLUCION RECIENTE

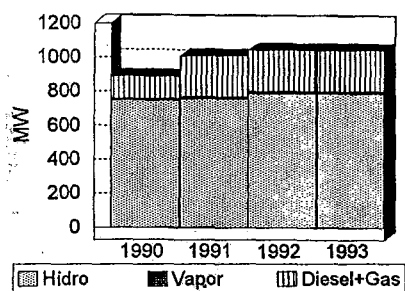


TASAS DE CRECIMIENTO (%)

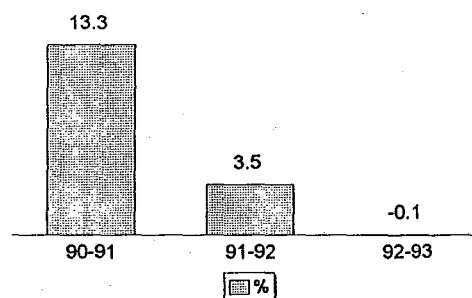


CAPACIDAD INSTALADA

EVOLUCION RECIENTE

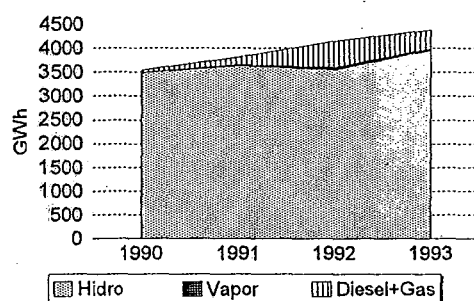


TASAS DE CRECIMIENTO ANUALES

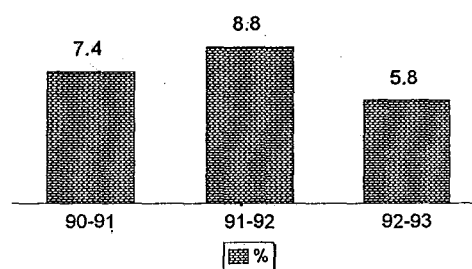


GENERACION NETA

EVOLUCION RECIENTE

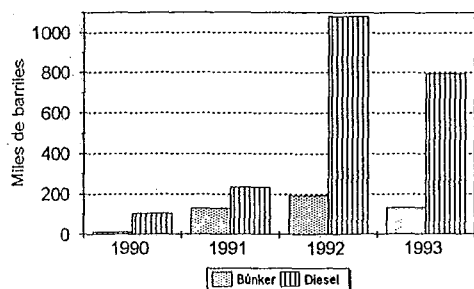


TASAS DE CRECIMIENTO ANUALES

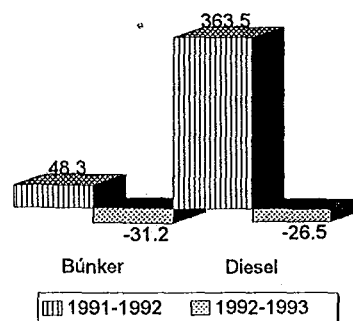


COMBUSTIBLES

EVOLUCION RECIENTE



TASAS DE CRECIMIENTO (%)

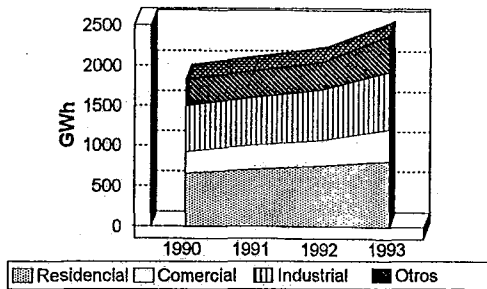


Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

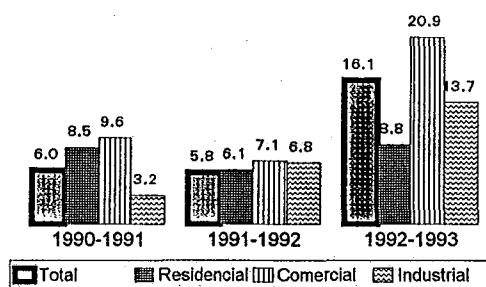
Recuadro 3
EL SALVADOR: ESTADÍSTICAS RELEVANTES DEL SUBSECTOR ELECTRICO

VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA

EVOLUCION RECIENTE

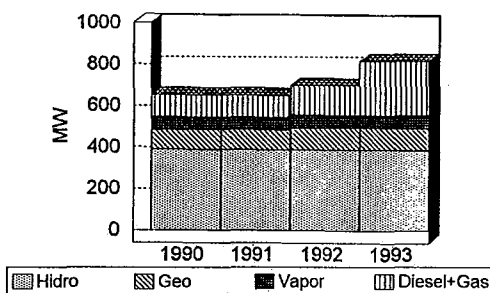


TASAS DE CRECIMIENTO (%)

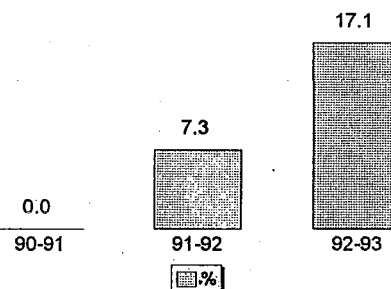


CAPACIDAD INSTALADA

EVOLUCION RECIENTE

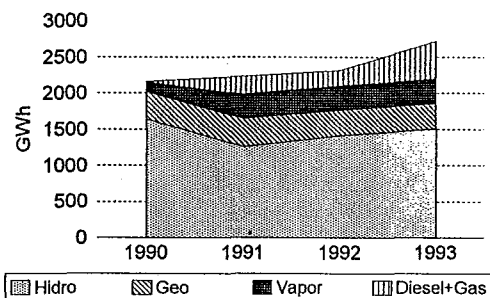


TASAS DE CRECIMIENTO ANUALES

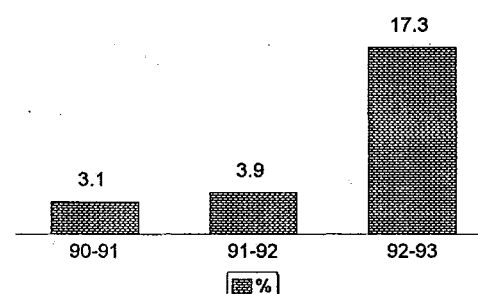


GENERACION NETA

EVOLUCION RECIENTE

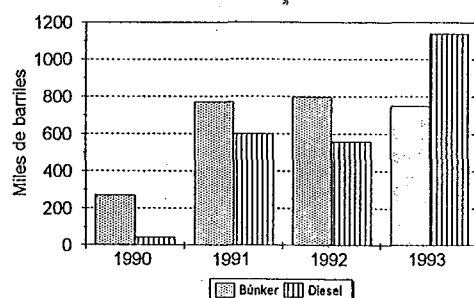


TASAS DE CRECIMIENTO ANUALES

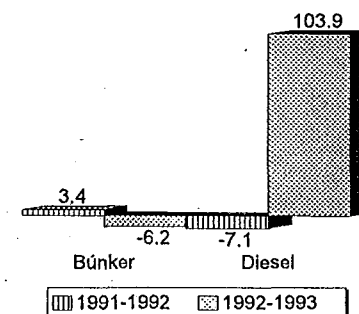


COMBUSTIBLES

EVOLUCION RECIENTE



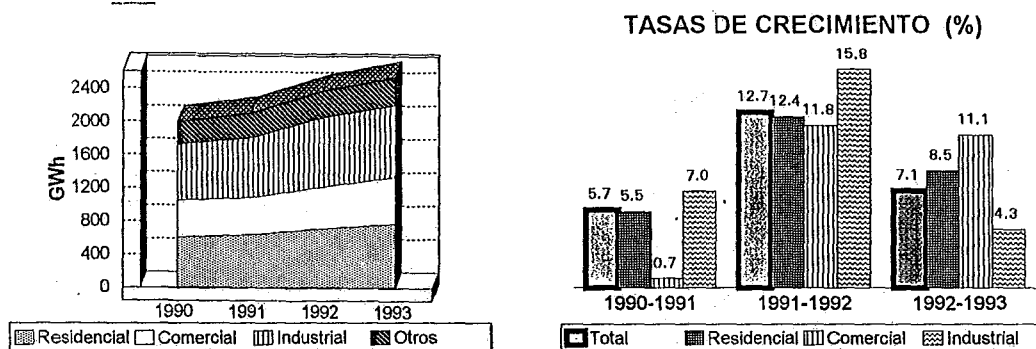
TASAS DE CRECIMIENTO (%)



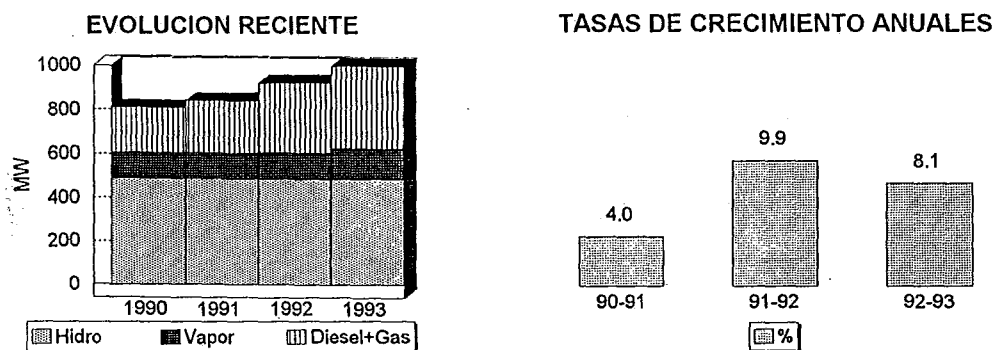
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Recuadro 4
GUATEMALA: ESTADISTICAS RELEVANTES DEL SUBSECTOR ELECTRICO

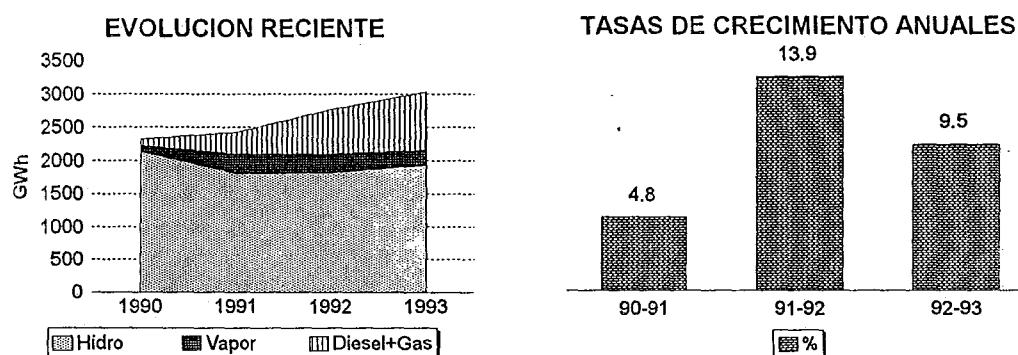
VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA



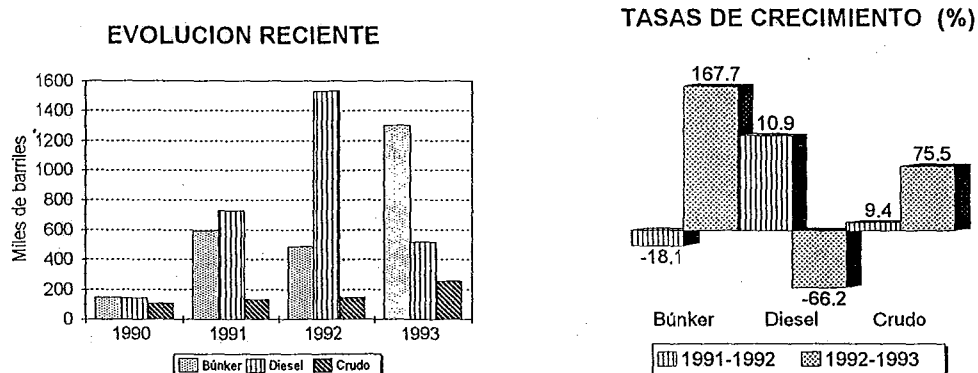
CAPACIDAD INSTALADA



GENERACION NETA



COMBUSTIBLES

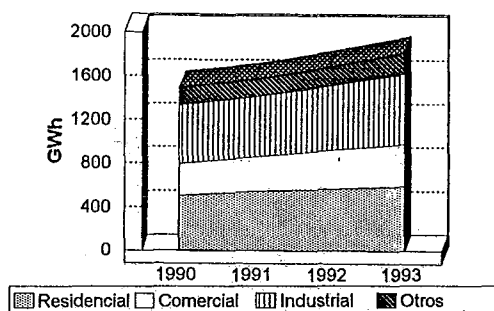


Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

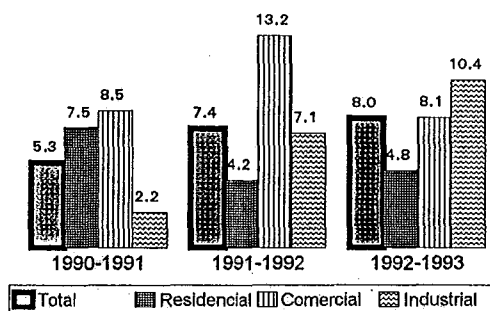
Recuadro 5
HONDURAS: ESTADISTICAS RELEVANTES DEL SUBSECTOR ELECTRICO

VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA

EVOLUCION RECIENTE

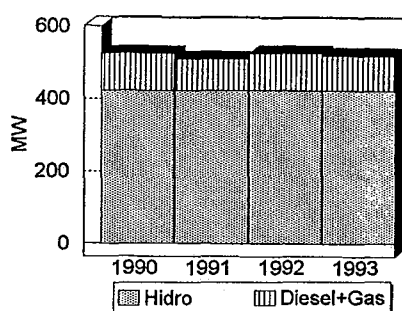


TASAS DE CRECIMIENTO (%)

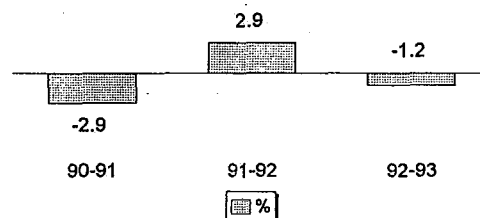


CAPACIDAD INSTALADA

EVOLUCION RECIENTE

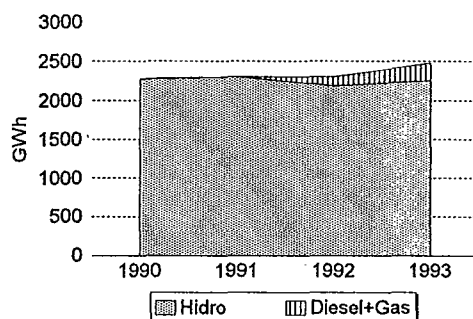


TASAS DE CRECIMIENTO ANUALES

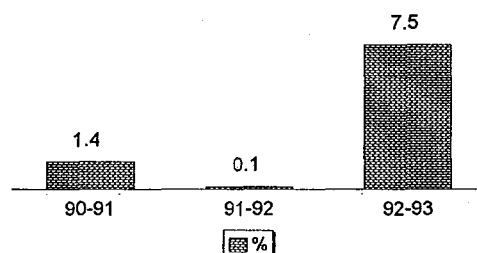


GENERACION NETA

EVOLUCION RECIENTE

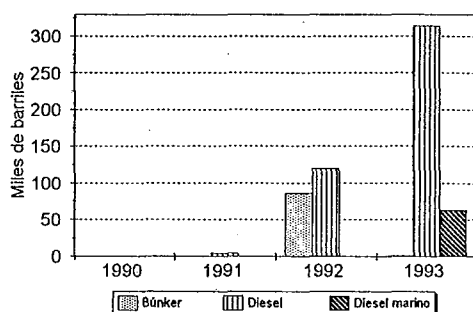


TASAS DE CRECIMIENTO ANUALES

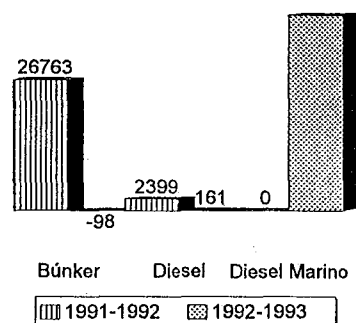


COMBUSTIBLES

EVOLUCION RECIENTE



TASAS DE CRECIMIENTO (%)

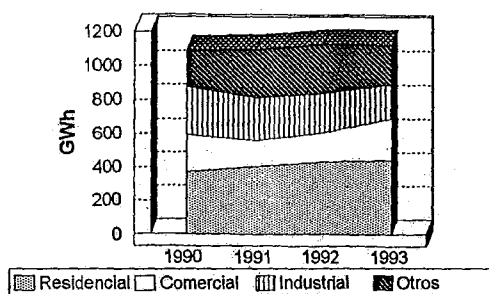


Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

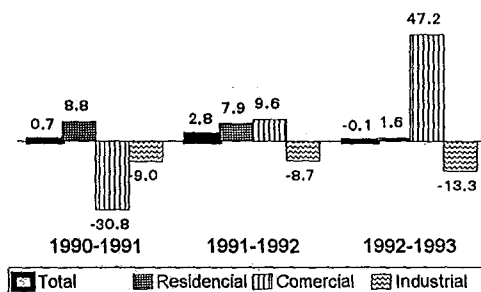
Recuadro 6
NICARAGUA: ESTADISTICAS RELEVANTES DEL SUBSECTOR ELECTRICO

VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA

EVOLUCION RECIENTE

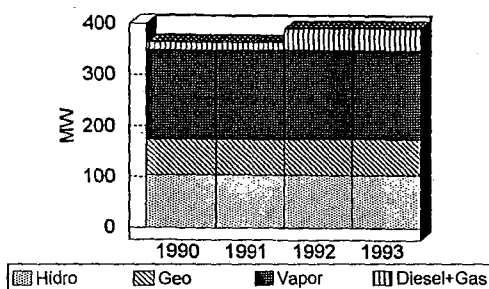


TASAS DE CRECIMIENTO (%)

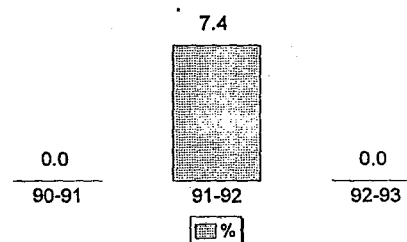


CAPACIDAD INSTALADA

EVOLUCION RECIENTE

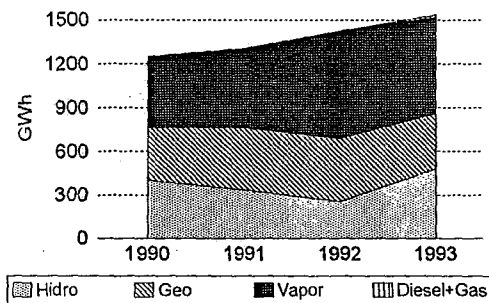


TASAS DE CRECIMIENTO ANUALES

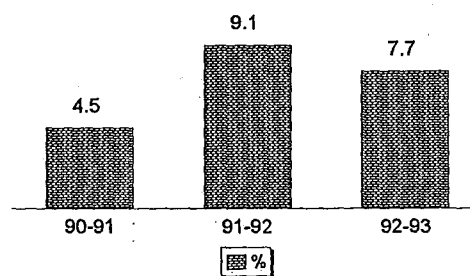


GENERACION NETA

EVOLUCION RECIENTE

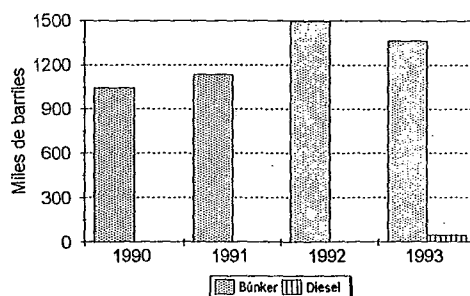


TASAS DE CRECIMIENTO ANUALES

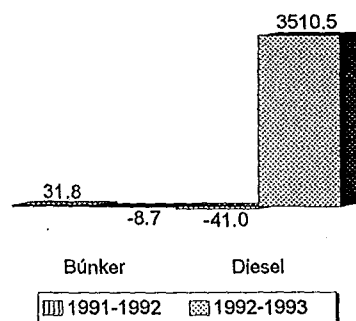


COMBUSTIBLES

EVOLUCION RECIENTE



TASAS DE CRECIMIENTO (%)

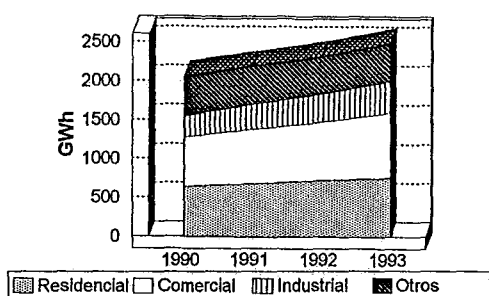


Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

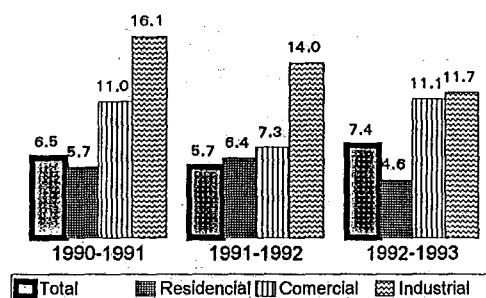
Recuadro 7
PANAMA: ESTADISTICAS RELEVANTES DEL SUBSECTOR ELECTRICO

VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA

EVOLUCION RECIENTE

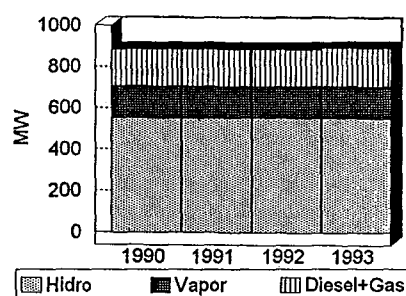


TASAS DE CRECIMIENTO (%)

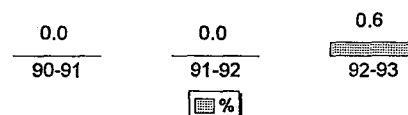


CAPACIDAD INSTALADA

EVOLUCION RECIENTE

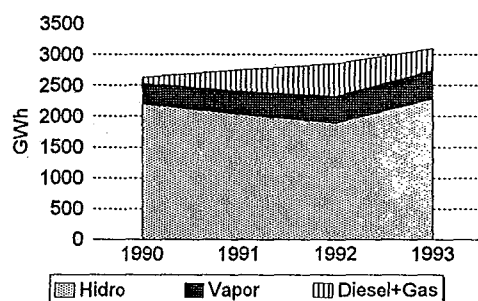


TASAS DE CRECIMIENTO ANUALES

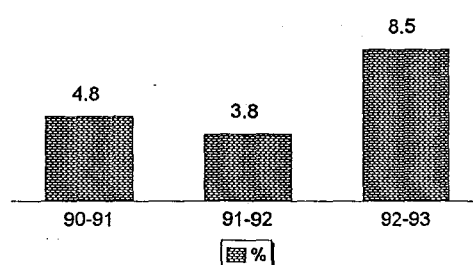


GENERACION NETA

EVOLUCION RECIENTE

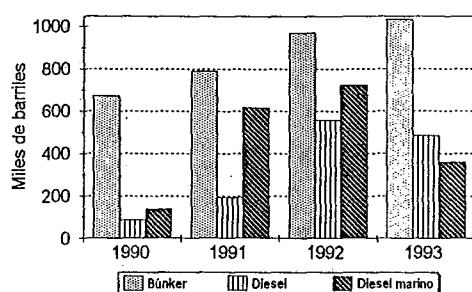


TASAS DE CRECIMIENTO ANUALES

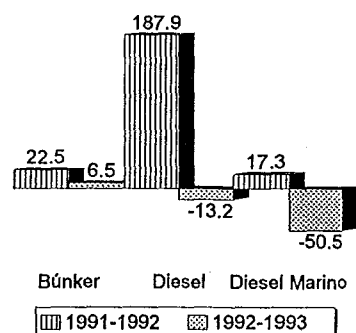


COMBUSTIBLES

EVOLUCION RECIENTE



TASAS DE CRECIMIENTO (%)



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

III. PROGRAMAS DE AMPLIACION DE LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS NACIONALES EN EL PERIODO 1995-2005

El objetivo de este capítulo es analizar la evolución de los sistemas eléctricos de los países de la región a fin de conocer las condiciones en que se cubrirá la demanda, como las prioridades que cada país tendrá para lograr el cumplimiento de sus planes de equipamiento. Este análisis es fundamental y, aunado al análisis regional de las interconexiones que se presenta en el capítulo V, permite tener una idea más precisa sobre las perspectivas de la integración de los subsectores eléctricos de la región, así como valorar las bondades de la utilización y fortalecimiento de las interconexiones eléctricas existentes.

Se han utilizado actualizaciones ^{20/} de los planes de expansión de los países, correspondientes, en cuatro de ellos, a revisiones finalizadas en el período comprendido entre febrero y mayo de 1994. En Costa Rica se utilizó el plan del ICE de julio de 1993. En El Salvador se trabajó con el programa de expansión elaborado en 1993, ya que su revisión por parte de la CEL se encontraba en su etapa final.

20/ Para la evaluación presentada se utilizó la información de los planes de expansión de los países contenida en los siguientes documentos:

- ICE, Planes de Expansión de la Generación (Escenario Base), julio de 1993.
- CEL, Plan Complementario del Sistema de Generación 1993-2010. Resumen Ejecutivo. PLANICEL/SPDE/26/10/35/93.
- INDE, Plan Nacional de Electrificación. Resumen Ejecutivo, Departamento de Planificación, mayo de 1994.
- ENEE/CIDA. Honduras: Power System Master Plan, Summary Report, SNC-Shaawinigan Inc./CINSA, mayo de 1994.
- IINE, Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (1994- 2013), Dirección General de Planificación, febrero de 1994.
- IRHE. Actualización del Plan de Expansión. Sistema de Generación. Informe Final, Departamento de Planeamiento del Sistema Eléctrico, Gerencia Nacional de Desarrollo, marzo de 1994.

A. SISTEMAS INTERCONECTADOS NACIONALES

1. Proyecciones de la demanda

La información suministrada por las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano, con respecto a la proyección de la demanda, en términos de requerimientos de energía (ventas o consumos de energía más pérdidas) abarca el período 1994-2005 (véase el cuadro 5); sin embargo, el análisis se concentra en el lapso 1995-2005. En el cuadro referido se han incluido los resultados históricos obtenidos en el período 1990-1993, correspondientes en potencia a la demanda pico reportada en cada sistema y en energía a la correspondiente a la energía neta disponible. A continuación se presentan los principales indicadores por país, analizando en especial el crecimiento en los quinquenios 1995-2000 y 2000-2005.

Los requerimientos de generación de Costa Rica aumentarán a 8,123 GWh en el último año de estudio, a una tasa de crecimiento promedio anual del 5.3%. Por su parte, la tasa en el primer quinquenio (5.5%) será mayor que en el segundo (5.1%). Estos valores son ligeramente inferiores a los obtenidos en el período 1990-1993 (5.9%). La demanda máxima crecerá a 1,547 MW en el año 2005, a una tasa del 5.2%, lo cual implica un mejoramiento del factor de carga.

El Salvador proyecta incrementar sus requerimientos de generación a 5,958 GWh al finalizar el período bajo estudio, lo que equivale a una tasa de crecimiento de 7.4%. ^{21/} Con relación a los quinquenios señalados, las tasas en El Salvador presentan también la misma evolución que en Costa Rica, pues la correspondiente al primer quinquenio (7.6%) es inferior a la del segundo (7.1%). Estos valores son inferiores al promedio histórico de los años 1990-1993 (8.9%). Por su lado, la demanda máxima crecerá a 1,063 MW, a un ritmo promedio anual de 7.0%, mejorando consecuentemente el factor de carga del sistema.

En las proyecciones de demanda de Guatemala se estima una tasa de crecimiento de 6.2%, en el período 1995-2005, al incrementarse los requerimientos de generación a 6,501 GWh. El ritmo de crecimiento es similar en ambos quinquenios (6.2%), siendo inferior a la tasa de los últimos cuatro años (8.4%). La demanda máxima crecerá a 1,204 MW, a una tasa promedio anual de 5.8%, mejorando con ello el factor de carga.

En Honduras, los requerimientos de generación se incrementarán a una tasa anual promedio de 5.2% durante todo el período en estudio, pero ésta será mayor en el segundo quinquenio. Este ritmo será inferior a los valores históricos alcanzados en el período 1990-1993 (9.3%). Los requerimientos de generación aumentarán a 4,824 GWh en el año 2005; por su lado, la demanda máxima crecerá a 873 MW, a una tasa de 5.1%, lo que mejorará el factor de carga del sistema.

^{21/} El crecimiento registrado en El Salvador en 1993 superó todas las proyecciones anteriores, razón por la cual en este país se estaba realizando una actualización del Plan de expansión, analizando con especial atención el problema de la demanda. En ese sentido, los valores que aparecen en la proyección presentada en el cuadro 5 para los años 1994 y 1995, seguramente quedarán por debajo de los requerimientos que se registrarán.

Nicaragua presenta la mayor tasa de crecimiento de la región para el período en referencia, con un valor de 7.6%, que duplicará los requerimientos de generación a 3,915 GWh en el año 2005. Para el primer quinquenio se espera un ritmo de crecimiento (7.9%) superior al del segundo (7.3%). Estos valores son definitivamente altos, al compararse con los valores históricos del período 1990-1993 (4.1%); sin embargo, la situación económica durante esos años fue recesiva. La demanda máxima aumentará a 710 MW, con una tasa de crecimiento anual de 7.6%, manteniendo constante el factor de carga.

Panamá proyecta aumentar sus requerimientos de generación a 5,727 GWh en el año 2005, es decir, éstos crecerán 5% durante el período en estudio, tasa acorde con los valores históricos de los últimos cuatro años. La demanda máxima se elevará a 969 MW, con una tasa también del 5%, lo cual supone un factor de carga constante en el futuro.

2. Programas de ampliación de los sistemas nacionales

El programa de expansión del sistema de generación individual por país incluye: i) adiciones de nuevas centrales; ii) retiro de plantas por haber cumplido su vida útil, y iii) rehabilitación de unidades existentes. El programa para el período 1995-2005 se presenta en el cuadro 6. En el Anexo I se encuentra la información detallada sobre las plantas incluidas en los programas de expansión. Para cada central incluida en el programa de expansión se anota su potencia disponible y la máxima energía generable, de acuerdo con criterios técnicos; para el caso de centrales hidroeléctricas, se especifica la generación resultante en el año hidrológico promedio y en el seco.

El balance oferta-demanda, calculado sobre la base de la proyección de la demanda y el programa de ampliación, es una aproximación a un despacho de carga, ya que simplemente compara la oferta disponible con la demanda. Sin embargo, este balance aproximado proporciona una primera idea de la situación de los sistemas eléctricos, por lo cual se utiliza en la descripción de los programas de expansión. Posteriormente, para el cálculo de las posibles transferencias de energía eléctrica entre países, se utiliza una metodología más apropiada, tema que se abordará en el capítulo V.

El programa de ampliación de Costa Rica contempla, para el período 1995-2005, la adición de 1,111 MW con una generación de 3,680 GWh/año, siendo sus características más relevantes las siguientes:

- La componente hidroeléctrica del programa representa un 70.3% de las adiciones e incluye las siguientes centrales: Toro I y II, Angostura y El Guayabo, que totalizan 512 MW, con una oferta de energía de: 2,238 GWh/año (escenario hidroenergético 80%), 1,928 GWh/año (escenario hidroenergético crítico) y 2,858 GWh/año (escenario hidroenergético medio). Estas centrales se complementan con seis centrales de empresas autoproductoras, con un total de 269 MW y una producción de 1,238 GWh/año (escenario hidroenergético 80%),

1,143 GWh/año (escenario hidroenergético crítico) y 1,430 GWh/año (escenario hidroenergético medio).

- Los requerimientos de energía base serán complementados por las centrales geotérmicas Miravalles II y III, que con una capacidad instalada de 110 MW (9.9%) permitirán producir 770 GWh/año y representan el 9.5% de las adiciones.
- Para la cobertura de la demanda pico se incluyen 180 MW de turbinas de gas (16.2%).
- Costa Rica es el único país que incluye el uso de las fuentes nuevas y renovables a través de la instalación de 40 MW de sistemas eólicos (3.6%), con los cuales se espera producir 168 GWh/año; 20 MW de ellos, pertenecen a empresas autoproductoras.
- El programa de retiros indica la salida de 27 MW de plantas termoeléctricas.
- A diferencia de lo que ocurre en otros países, el ICE ha logrado formalizar el financiamiento para los proyectos incluidos en el plan hasta el año 2000. Por otra parte se está analizando la posibilidad de permitir la participación privada en un porcentaje mayor al 15% de la capacidad instalada fijado actualmente, con lo cual se tendrían abiertas las posibilidades de contar con mayores recursos para financiar la expansión del sistema.

El programa de ampliación de El Salvador contempla la adición de 1,093 MW, que podrán generar cerca de 5,700 GWh/año. Sobre el plan de este país puede resaltarse lo siguiente:

- La componente hidroeléctrica está formada por la expansión de la central 5 de Noviembre y la central San Marcos, que totalizan 200 MW (19.2%).
- En centrales geotérmicas se instalarán 72 MW (6.6%), que producirán en promedio 505 GWh/año.
- En cuanto a las adiciones térmicas que entrarán en el corto plazo, se ha suscrito un contrato con un generador independiente, y se esperaba contar con 80 MW a partir de junio de 1994.
- La parte mayoritaria del programa está constituida por la adición de un total de 653 MW en plantas de vapor (62.5%), las que generarán 4,576 GWh/año de energía de base. El parque térmico incluye 99 MW (9.5%) de turbinas de gas.
- El programa se complementa con la rehabilitación de 113 MW y el retiro de 40 MW de diversos tipos de termoeléctricas.

El programa de ampliación de Guatemala incluye la instalación de 777 MW en nuevas centrales, y el retiro de 96 MW, de los cuales 90 MW corresponden al sistema termoeléctrico existente.

- Del total del programa de expansión, 362 MW (51%) corresponden a centrales hidroeléctricas que podrían ser construidas con participación de la iniciativa privada, de acuerdo con datos proporcionados por el INDE. Entre las más importantes se incluyen: Santa María II (60 MW), El Palmar (23 MW), Camotán (59 MW) y Orégano (64 MW); éstas se complementan con 8 centrales de 10 MW o menos. La producción corresponderá a 1,425 GWh/año (escenario hidroenergético 80%), 1,300 GWh/año (escenario hidroenergético crítico) y 1,675 GWh/año (escenario hidroenergético medio).
- El plan toma en cuenta 114 MW de centrales geotérmicas, construidas por empresas privadas, que serían invitadas para el efecto, y que generarán 673 GWh/año.
- En lo que a plantas termoeléctricas se refiere, se incluyen: la planta de vapor III, de 100 MW, y cogeneradores que instalarán 126 MW. Estos cogeneradores pertenecen a un grupo de ingenios azucareros que quemarán bagazo de caña en tiempo de zafra, y búnker C fuera de el mismo. Además de lo anterior, durante los últimos meses de 1994 se tomó la decisión de contratar 75 MW térmicos, con un generador independiente que instalará turbinas de gas e iniciará operaciones durante 1995.
- El análisis del plan señala que la dependencia de los autoprodutores privados incrementará paulatinamente del 27% al 39%, a lo largo del período 1995-2000.
- El plan presenta una gran dependencia hacia los autoprodutores y cogeneradores. Esta situación puede representar un peligro potencial para el sistema, al existir dudas sobre su disponibilidad y confiabilidad para dichas centrales.
- La rehabilitación y mantenimiento de las centrales es altamente importante. Durante el último trimestre de 1994 ocurrieron eventos impredecibles, que han disminuido la disponibilidad en ese sistema e incluso provocaron racionamientos. Estos eventos fueron: la inundación de la casa de máquinas de Jurún Marinala (60 MW), con lo que dicha central permanecerá fuera de operación hasta mediados de 1995, y la falla en la turbina No. 6 de Escuintla, reparación que estaría concluida a finales de 1994. Estas dos situaciones ejemplifican la alta fragilidad del sistema actual guatemalteco.

En el período de análisis, el programa de ampliación de Honduras incluye la instalación de 816 MW cuyas principales características son las siguientes:

- El sistema hidroeléctrico futuro incluye: Nacaome (20 MW), la expansión del Cajón (146 MW), Cangrejal (40 MW) y Patuca (193 MW), que en total comprenden 399 MW (49% de las adiciones contempladas). La oferta energética de tales proyectos se estima en 765 GWh/año (escenario hidroenergético 80%), 661 GWh/año (escenario hidroenergético crítico) y 971 GWh/año (escenario hidroenergético medio).

- La componente termoeléctrica considera, en el corto plazo: la inclusión de 190 MW de autoprodutores (80 MW de ELCOSA y contratos por 75 y 36 MW por la emergencia de 1994), y la realización de la rehabilitación del parque térmico existente. El total de las adiciones térmicas alcanza 377 MW, lo que representa el 46% de las adiciones durante el período.
- La incorporación de los 190 MW en el corto plazo (durante 1995) obedece a medidas de emergencia y representa las adiciones que debieron haber entrado entre 1993 y 1994, a fin de evitar racionamientos. Estas centrales fortalecerán la base del sistema eléctrico de Honduras, permitiendo su operación, con la finalidad de llevar al embalse de El Cajón a un estado más adecuado que el actual. Además de lo anterior, la ENEE cuenta con tres turbinas de gas donadas por el Gobierno de México (60 MW en total), las cuales otorgarán también al sistema eléctrico un mayor apoyo y fortaleza.
- La crisis de abastecimiento que sufrió Honduras durante 1994 tuvo su principal causa en la postergación de las decisiones referentes a la instalación de nuevos proyectos térmicos.

El plan de expansión de Nicaragua considera la ampliación del sistema de generación, en 659 MW durante el período 1995-2005, con las siguientes características:

- Incluye la planta hidroeléctrica Larreynaga, con una capacidad de 20 MW y una producción establecida en 69 GWh/año (escenario hidroenergético 80%), 60 GWh/año (escenario hidroenergético crítico) y 85 GWh/año (escenario hidroenergético medio). El plan considera también la central hidroeléctrica Brito, sobre la cual existen algunas dudas por las consecuencias ambientales que provocaría su construcción. Debe mencionarse que el INE cuenta con un programa alternativo en caso de que el proyecto en mención no fuera viable.
- La componente geotérmica está compuesta por cuatro centrales: San Jacinto I, II y III, y la tercera unidad de Patricio Argüello. Estas aumentarán la disponibilidad de potencia del sistema en 155 MW, y la oferta de energía en 1085 GWh/año. El proyecto San Jacinto será realizado con participación privada.
- El complemento térmico se conforma con 3 turbinas de gas (105 MW) y una central de combustión interna (29 MW) perteneciente a un generador independiente, además de una planta de vapor con una capacidad total de 100 MW.
- El plan de retiros incluye una planta de vapor de 30 MW y una turbina de gas de 10 MW.
- El programa geotérmico fortalecerá paulatinamente al sistema eléctrico, al pasar de una participación del 20% en 1995, al 38% en el año 2000, en lo que a potencia se refiere; mientras que, en lo relativo a energía, el aporte pasará del 25% al 48% en el mismo período.
- La rehabilitación de las centrales térmicas será determinante para el cubrimiento de la demanda en los próximos años. Durante 1994 se han programado los siguientes

mantenimientos: i) rehabilitación de la unidad número 3 de la planta Managua (45 MW), la cual permanecería fuera de servicio durante 1994; ii) rehabilitación de la turbina de gas Germán Pomares en Chinandega (14 MW), y iii) recuperación de la planta geotérmica Patricio Argüello, con lo cual incrementará su producción de 52 a 70 MW, a partir de 1995.

El Programa de Ampliación de Panamá comprende la instalación de 538 MW, 61 % en centrales hidroeléctricas y el resto en térmicas, tanto rehabilitadas como nuevas. En forma resumida, el plan considera lo siguiente:

- La puesta en operación de seis centrales hidroeléctricas, denominadas: Guasquitas, Canjilones, Barrigón, Higuerón, Guabo y Barú. Las dos primeras entrarán por etapas en 1999 y 2001. Con la oferta de energía de estas centrales, la oferta global se ampliará en 1,430 GWh/año de energía firme (1,683 GWh/año en el año promedio).
- El complemento térmico lo integran una planta de ciclo combinado de 130 MW (la mayor termoeléctrica del Istmo) y dos turbinas de gas de 40 MW cada una.
- Parte de las nuevas adiciones se hará considerando la participación de capitales privados. Durante 1994 se iniciaron los procesos de licitación para el proyecto hidroeléctrico Estí, así como para el ciclo combinado.
- La rehabilitación de las centrales térmicas también tiene alta prioridad, dado que el aporte de estas centrales será muy necesario en los próximos años. El programa de rehabilitación del IRHE incluye: Bahía de las Minas I (22 MW), Piesttick II (6 MW) y la turbina John Brown (30 MW) durante 1994; Bahía de las Minas II, durante el segundo semestre de 1994 (37.5 MW); Bahía de las Minas IV, en el segundo semestre de 1996 (37.5 MW).

3. Programa de inversiones

a) Estimación de las inversiones

El resumen del programa de inversiones en generación eléctrica para los países del Istmo Centroamericano se muestra en el cuadro 7. Detalle de dichos programas por país aparece en el Anexo I. Respecto a las inversiones que hará la iniciativa privada, únicamente se han considerado aquellas obras que actualmente están en ejecución, así como aquellas en las que se ha evidenciado la decisión de las autoridades nacionales de llevarlas a cabo con el concurso de inversionistas privados, incluyéndose entre éstas las que han iniciado procesos de licitación o bien han suscrito cartas de intención con éstos.

De los resultados mostrados en dichos cuadros pueden hacerse los siguientes comentarios:

i) Las inversiones en generación eléctrica en el período 1995-2005 ascienden a 8,076 millones de dólares (a valores de 1993), representando una inversión promedio anual del orden de 734 millones de dólares.

ii) El comportamiento de las inversiones muestra una tendencia creciente, con montos del orden de 661 millones de dólares anuales en el período 1995-2000, y del orden de 821 millones de dólares anuales en el período 2001-2005. Se observa una baja en las inversiones a partir del año 2003, la cual obedece a que no en todos los planes de los países aparece reflejado el efecto de las inversiones que se harán para proyectos que iniciarán su operación con posterioridad al 2005, pero cuya construcción se iniciaría en el período analizado. En ese sentido se puede decir que las inversiones a partir del 2003 han sido subestimadas y que las mismas podrían ser superiores a 1,000 millones de dólares anuales.

iii) Del total de inversiones en el período 1995-2000 se han identificado, para el sector privado, un total de 924 millones de dólares. Estas representan un promedio anual de 154 millones de dólares, lo cual, comparado con las inversiones totales en ese subperíodo (3,968 millones de dólares o 661 millones de dólares anuales), representará el 23%. Debe mencionarse que dichas inversiones podrían aumentar, sobre todo porque en la mayor parte de los países se están dando cambios en las regulaciones, los cuales facilitarían la participación de los privados.

iv) Al incluir las inversiones correspondientes a transmisión y distribución que deberán desarrollar las empresas dentro de sus programas regulares, el total de las inversiones podría aumentar a un monto de 820 millones de dólares anuales en la región y, al incluir las inversiones del proyecto SIEPAC, éstas se elevarían a alrededor de 865 millones de dólares anuales.

v) Se observa una tendencia creciente de las inversiones en el subsector eléctrico, si se les compara con las estimaciones hechas anteriormente (700 y 760 millones de dólares anuales en estimaciones de 1990 y 1992). 22/ La explicación de estos incrementos, además del alza derivada de la inflación, se encuentra en el hecho de que en la actualidad existen mayores requerimientos de energía y del pronóstico de crecimientos en la demanda, superiores a los estimados a principios de la presente década.

vi) Por país, las mayores inversiones en generación corresponden a Costa Rica, con un promedio anual de 155 millones de dólares, seguido de El Salvador y Guatemala, cada uno con 147 millones de dólares, y Nicaragua, Panamá y Honduras, con inversiones promedio anuales de 114, 89 y 84 millones de dólares, respectivamente. El bajo nivel de inversiones en Panamá se debe a que no se han incluido las inversiones para centrales hidroeléctricas que entrarán después del año 2005, pero cuya ejecución empezaría en el período analizado.

4. Observaciones sobre los programas nacionales

A continuación se incluyen los aspectos más relevantes sobre las bases conceptuales de los planes de expansión de los países:

22/ Véanse, CEPAL, Istmo Centroamericano: Evolución y perspectivas del subsector eléctrico y posibilidades para una mayor integración (LC/MEX/L.144), 24 de octubre de 1990, y La Crisis Energética de América Central (LC/MEX/R.346/Rev.1), 29 de junio de 1992.

a) Las proyecciones de demanda muestran los efectos de la reactivación económica que se ha venido presentando en la mayoría de los países durante los años 1990-1993. Por otra parte, ha existido un progreso en cuanto a las metodologías de proyección que han utilizado las empresas eléctricas, lo cual se refleja en proyecciones con menor grado de incertidumbre.

b) Los diferentes planes de ampliación fueron elaborados con un escenario favorable de los precios del petróleo, lo cual es acorde con las estimaciones hechas por organismos especializados. Algunos países han hecho sensibilizaciones considerando otros escenarios de precios de combustibles. En ningún plan se incluyen carboeléctricas, sin embargo, en varios países éstas sí fueron incluidas dentro del proceso de evaluación.

c) Con respecto a la capacidad total a instalarse en la década de los noventa, los países del Istmo se pueden dividir en tres grupos. En el primero se encuentran sólo Costa Rica y El Salvador, con el mayor programa de ampliación (1,111 y 1,093 MW, respectivamente). El segundo grupo está integrado por Honduras y Guatemala, ambos con programas de instalación de alrededor de 800 MW. En el tercer grupo se encuentran Nicaragua y Panamá, con ampliaciones en sus sistemas de generación de 670 y 538 MW, respectivamente.

d) Se nota una incursión fuerte de nuevas plantas térmicas (vapor, turbina de gas y unidades diesel de media y baja velocidad) en los programas de ampliación de todos los países, con excepción de Costa Rica donde únicamente se consideran apoyos de turbinas de gas al final del período.

e) Con excepción de Honduras y Panamá, los restantes países incluirán importantes proyectos geotérmicos.

f) La participación de generación privada será relevante en casi todos los países, pero la forma de esta participación tendrá diferencias que todavía no se llegan a definir en su totalidad, debido a que la reestructuración del subsector todavía está en proceso en varios países.

g) La autosuficiencia del suministro eléctrico basado en el aprovechamiento de los recursos nacionales (hidro y geotérmico), para año hidrológico promedio, varía según los países. Tres países incrementarán sus índices de autosuficiencia: Costa Rica llegará a tener un superávit de generación hidroeléctrica al final del período, como consecuencia de la entrada del proyecto hidroeléctrico el Guayabo en el año 2005; Nicaragua prevé un notable incremento, del 49.5% al 79.6%, y Guatemala y Panamá, que muestran un pequeño incremento. Honduras y El Salvador, reducirán su nivel de autosuficiencia, de un 74% en 1995 a un 65% y 42%, respectivamente (véase el recuadro 8).

j) En los planes de expansión de los seis países de América Central se utilizaron criterios básicos de planificación diferentes; por ello, no es posible realizar análisis de compatibilización a nivel regional. Con excepción de Costa Rica, y en menor medida, El Salvador, se nota un escaso progreso en los estudios de preinversión (prefactibilidad y factibilidad), situación que conduce a esperar cambios y reajustes en los programas propuestos.

k) El monto total del programa de inversiones de la región para el período 1995-2005 está influenciado, en gran medida, por los fondos necesarios para construir los proyectos hidroeléctricos, los cuales, con excepción de Angostura, en Costa Rica, entrarán después del año 2003.

B. Implicaciones de los programas nacionales en la región

Los planes de ampliación elaborados por cada país en función de sus propias necesidades, tienen implicaciones regionales, debido a la existencia de líneas de interconexión que forman en la actualidad el bloque subregional. Otro aspecto importante lo constituye la iniciativa para el reforzamiento del sistema actual y la evolución hacia un sistema de interconexión robusto, en un voltaje superior al existente.

En el corto y mediano plazos, el evento más importante será la construcción de la línea entre El Salvador y Honduras, la cual permitirá unir los dos bloques existentes en un solo sistema regional; la actualización de los estudios de factibilidad de esta obra se harán con financiamiento de Taiwán, país que, conjuntamente con el BID, financiará la construcción de la interconexión. Dentro de los estudios de factibilidad se tiene también contemplado revisar los estudios eléctricos (operación de la línea en estados estable y dinámico), y estimar los beneficios que se obtendrán de una operación coordinada. Se espera que esta interconexión podría estar lista en 1998.

La obtención de mayores beneficios de las interconexiones, que se lograría con una operación coordinada de los sistemas interconectados, constituye un importante reto para avanzar en la integración regional. Hasta la fecha, las interconexiones han permitido principalmente transferir excedentes de energía hidro o el producto de escorrentías extraordinarias para evitar derrames. Estas transferencias se programaron en lapsos de seis meses, y se consideraron en los respectivos contratos bilaterales de interconexión. También se ha transferido energía proveniente de centrales térmicas, pero sólo en casos de emergencia, para evitar racionamientos de energía eléctrica en un país dado, constituyendo generalmente acuerdos de muy corto plazo.

1. Análisis regional de las proyecciones de la demanda

En su conjunto, los sistemas interconectados del Istmo Centroamericano presentan una tasa promedio de crecimiento anual de los requerimientos de generación, para el período 1995-2005, de 5.9% (véase el cuadro 8). En los años setenta, la región experimentó un ritmo de crecimiento promedio anual de 8%, y en el decenio siguiente, de 4.5%. En el período 1990-1993, el crecimiento fue de 6.7%, pero debe observarse que en este período se manifestaron los efectos de los racionamientos. En los años setenta, el Istmo Centroamericano mantuvo un crecimiento económico sostenido, gracias al favorable entorno internacional; sin embargo, en la década de los ochenta, la actividad económica se contrajo considerablemente, de manera que el consumo de energía eléctrica aumentó a la mitad del ritmo del decenio anterior. La tasa estimada para el período 1995-2005 puede considerarse moderada, pues se basa en el supuesto de que la economía regional afirmará la estabilización que se inició en los primeros años de la década en curso.

Los requerimientos de generación aumentarán de 19,664 GWh en 1995 a 35,048 GWh en el 2005. Por su lado, la demanda máxima no coincidente crecerá 5.8% por año, de 3,621 MW en 1995 a 6,366 MW en el año 2005.

Los requerimientos de generación en el bloque norte se incrementarán 6.7%, de 6,492 GWh en 1995 a 12,459 GWh en el año 2005, incrementando su participación regional del 33% al 35%. La demanda máxima no coincidente se incrementará en un promedio anual de 6.4%, de 1,222 MW a 2,267 MW, en el período en referencia. Los requerimientos de generación del bloque sur se acrecentarán de 13,172 GWh en 1995 a 22,589 GWh en el año 2005, es decir, a una tasa de 5.5%. La demanda máxima no coincidente se elevará también a 5.5% anualmente, de 2,399 MW a 4,099 MW.

En general, las proyecciones no muestran ningún decrecimiento significativo del factor de carga, situación que va en concordancia con el estado incipiente que aún tienen los programas de ahorro y uso eficiente de la energía en la industria eléctrica.

2. Análisis regional de los programas de ampliación

En el siguiente cuadro se presenta un resumen de las adiciones de generación por bloques interconectados.

ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN DE LAS ADICIONES DE
GENERACION EN EL PERIODO 1995-2005
(MW)

País	Total a/	Hidro	Geotermia	Termo	Eólicas	Retiros
Total	4,994	2,380	451	2,123	40	-286
Bloque Sur	3,124	1,818	265	1,001	40	-150
Costa Rica	1,111	781	110	180	40	-27
Honduras	816	439	-	377	-	-20
Nicaragua	659	270	155	234	-	-40
Panamá	538	328	-	210	-	-63
Bloque Norte	1,870	562	186	1,122	-	-136
El Salvador	1,093	200	72	821	-	-40
Guatemala	777	362	114	301	-	-96

a/ En el total únicamente se incluyen las adiciones de potencia de los nuevos proyectos.

Considerando el subsector eléctrico regional, a continuación se presentan las principales observaciones a los planes de expansión propuestos por las empresas eléctricas:

i) Se tiene contemplado poner en marcha en el período un total de 4,994 MW (equivalente a 454 MW/año), el 63% en los países del bloque sur y el 37% en los países del bloque norte. Esta

cantidad representa más del doble de las centrales que entraron en el período 1980-1993. Este incremento en la capacidad estará distribuido en 2,380 MW de centrales hidro, 451 MW de geotérmicas, 2,123 MW de térmicas y 40 MW en centrales eólicas. De este monto, se restarán 286 MW de centrales que se retirarán debido a su antigüedad, por lo que la ampliación neta de capacidad será de 4,708 MW, representando casi una duplicación de la capacidad instalada existente en 1994.

ii) A diferencia de lo ocurrido en la década anterior, las centrales térmicas a base de hidrocarburos representarán el 43% de la capacidad que se instalará en el período 1994-2005, la componente hidroeléctrica representará el 47%, la geotérmica el 9%, y las fuentes no convencionales, representadas por las centrales eólicas, el 1%.

iii) Costa Rica y El Salvador son los países que instalarán más centrales (cada uno con el 22% de la capacidad que se instala en el período); luego se ubican Honduras y Guatemala (cada uno con 16%); Nicaragua (13%) y Panamá (11%).

iv) En cuanto a las adiciones hidráulicas, se sigue manifestando la ubicación de este tipo de centrales en Costa Rica, que instalará el 33% de esa componente en la región, seguido de Honduras con el 18%, Guatemala y Panamá, con el 15% y 14%, respectivamente. Nicaragua y El Salvador instalarán el 12% y 8%, respectivamente.

v) En la parte geotérmica, Nicaragua instalará la mayor parte (34%), seguido de Guatemala (25%), Costa Rica (24%) y El Salvador (16%). Honduras y Panamá serían los únicos países que no poseerían plantas de ese tipo.

vi) Las adiciones termoeléctricas se instalarán, el 53% en el Bloque Norte y el 47% en el Bloque Sur. El país que más instalará este tipo de centrales será El Salvador, con 39%, mientras que Costa Rica será el que menos las instalará, con un 8% de la nueva capacidad térmica de la región.

vii) Comparando esas cifras con las correspondientes a la generación privada, puede verse que, de los 5,006 MW que se instalarán en la región, 1,129 MW (23%) corresponden a proyectos cuya ejecución ha sido asociada a la participación privada y, dentro de ese porcentaje, un 8% correspondería a proyectos que están en construcción por los inversionistas privados (384 MW).

viii) La oferta de energía, en año hidrológico promedio, se ampliará en 22,151 GWh, de los cuales 9,670 GWh serán hidro, 2,674 GWh geotérmicos y 9,807 GWh térmicos (Véase el cuadro 9).

ix) El 44% del incremento de la oferta de energía provendrá de centrales térmicas, dentro del cual se incluye una pequeña porción correspondiente a centrales antiguas rehabilitadas. En potencia, las centrales térmicas representarán el 43% de las adiciones del período.

x) En energía, en un año con hidrología promedio, el aporte de las nuevas centrales hidroeléctricas es semejante al de las térmicas, mientras que en potencia representan un aporte mayor (47%).

xi) La contribución de las centrales geotérmicas será significativa ya que su capacidad se incrementará en 451 MW que, sumadas a las centrales de ese tipo actualmente instaladas (225 MW), representarán una generación media anual de 4,177 GWh, las cuales vendrían a satisfacer el 12% de los requerimientos de energía eléctrica al final del período.

xii) En los primeros años del período, en cuatro países el sector eléctrico del Istmo Centroamericano estará dependiendo en buena medida de la generación de autoprodutores o generadores independientes que, por la naturaleza de los contratos, han asegurado su participación hasta después del año 2005. En los siguientes años continuaría el incremento de la generación privada, esperándose que paulatinamente se vayan logrando condiciones de competencia.

xiii) Unicamente Guatemala incluye proyectos de cogeneración (126 MW) dentro de su programa de expansión. Dichos proyectos corresponden a la utilización de bagazo de caña por parte de los ingenios de dicho país. A ese respecto, es importante mencionar que Guatemala es el mayor productor de caña de la región (en 1992 representó el 37% de la producción regional); sin embargo, parece evidente que este recurso está subvaluado en los otros países del Istmo Centroamericano.

xiv) Los incrementos anuales de capacidad son del orden de 440 MW en 1995 y 1996, y paulatinamente se van reduciendo hasta alcanzar un mínimo de 237 MW en el 2002. Posteriormente, en los tres últimos años, los incrementos de capacidad son del orden de 580 MW en promedio.

xv) Durante el decenio el balance oferta-demanda del Istmo indica reservas de potencia, superiores al 20%. Las reservas de energía crítica serán siempre positivas, aún cuando a nivel individual de cada país existe déficit en algunos casos, lo cual puede interpretarse en el sentido de que la utilización adecuada de las interconexiones puede asegurar el abastecimiento de energía eléctrica del Istmo, aun en condiciones de hidrología crítica.

xvi) El grado de autosuficiencia de la producción de energía tendrá un pequeño incremento, del 73% esperado para 1995, al 75% en el año 2005, situación que refleja la intención de los planes individuales, que muestran que tres países incrementarán su autosuficiencia (Costa Rica, Guatemala y Nicaragua), en tanto que los otros tres la reducirán (véase de nuevo el recuadro 8).

xvii) Las adiciones térmicas mayores están constituidas por centrales de vapor, con capacidad de entre 100 y 150 MW, contempladas en cuatro países. Las mayores hidroeléctricas están representadas por Brito (250 MW), en Nicaragua; Guayabo (245 MW) y Angostura (177 MW), en Costa Rica, y Barú (165 MW), en Panamá. Con excepción de Angostura, programada para 1998, todas entrarán en operación entre los años 2003 y 2005.

xviii) El único país que contará con importantes excedentes de energía hidráulica será Costa Rica; éstos se presentarán en los años en los que entran las hidroeléctricas mayores antes mencionadas.

xix) En cuanto a los bloques norte y sur, durante el período de estudio la magnitud de sus márgenes porcentuales de energía será semejante; sin embargo, es importante notar que, a nivel de cada país, se presentan en algunos años bajos niveles de reserva, incluso déficit, en el caso de condiciones de sequía, especialmente en Costa Rica, El Salvador, Guatemala y Panamá.

Cuadro 5

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA
ESCENARIO BASE

	COSTA RICA			EL SALVADOR			GUATEMALA			HONDURAS			NICARAGUA			PANAMA		
	(GWh)	(MW)	(%)	(GWh)	(MW)	(%)	(GWh)	(MW)	(%)	(GWh)	(MW)	(%)	(GWh)	(MW)	(%)	(GWh)	(MW)	(%)
1990	3,697	682	61.9	2,166	412	60.0	2,317	452	58.5	1,939	351	63.1	1,319	253	59.5	2,738	464	67.4
1991	3,813	718	60.6	2,236	448	57.0	2,425	495	55.9	2,092	377	63.3	1,399	271	58.9	2,894	489	67.6
1992	4,079	763	61.0	2,369	476	56.8	2,712	553	56.0	2,314	433	61.0	1,459	286	58.2	3,002	518	66.2
1993	4,384	814	61.5	2,797	530	60.3	2,950	579	58.2	2,533	447	64.7	1,486	296	57.3	3,193	541	67.4
1994	4,592	884	59.3	2,864	535	61.1	3,356	644	59.5	2,798	507	63.0	1,770	321	62.9	3,343	566	67.5
1995	4,850	933	59.3	2,930	539	62.1	3,562	683	59.5	2,918	529	63.0	1,886	342	63.0	3,518	595	67.5
1996	5,123	985	59.4	3,165	583	62.0	3,781	723	59.7	3,023	548	63.0	2,007	364	62.9	3,696	625	67.5
1997	5,403	1,037	59.5	3,407	627	62.0	4,025	767	59.9	3,130	567	63.0	2,151	390	63.0	3,879	656	67.5
1998	5,692	1,092	59.5	3,639	659	63.0	4,279	814	60.0	3,297	597	63.0	2,327	422	62.9	4,069	688	67.5
1999	6,002	1,150	59.6	3,930	712	63.0	4,541	861	60.2	3,500	634	63.0	2,520	457	62.9	4,266	722	67.5
2000	6,327	1,211	59.6	4,226	766	63.0	4,810	910	60.3	3,707	671	63.1	2,757	500	62.9	4,468	756	67.5
2001	6,667	1,275	59.7	4,523	807	64.0	5,107	961	60.7	3,918	709	63.1	2,967	538	63.0	4,668	790	67.5
2002	7,021	1,342	59.7	4,848	865	64.0	5,423	1,016	60.9	4,135	748	63.1	3,181	578	62.8	4,916	832	67.5
2003	7,388	1,410	59.8	5,193	926	64.0	5,760	1,075	61.2	4,356	788	63.1	3,419	620	63.0	5,174	875	67.5
2004	7,764	1,481	59.8	5,561	992	64.0	6,119	1,137	61.4	4,587	830	63.1	3,662	664	63.0	5,444	921	67.5
2005	8,123	1,547	59.9	5,958	1,063	64.0	6,501	1,204	61.6	4,824	873	63.1	3,915	710	62.9	5,727	969	67.5
Tasas de Crecimiento (%)																		
1993-2005	5.3	5.5		6.5	6.0		6.8	6.3		5.5	5.7		8.4	7.6		5.0	5.0	
1993-2000	5.4	5.8		6.1	5.4		7.2	6.7		5.6	6.0		9.2	7.8		4.9	4.9	
1993-1996	5.3	6.6		4.2	3.2		8.6	7.7		6.1	7.0		10.5	7.1		5.0	4.9	
1995-2000	5.5	5.4		7.6	7.3		6.2	5.9		4.9	4.9		7.9	7.9		4.9	4.9	
2000-2005	5.1	5.0		7.1	6.8		6.2	5.8		5.4	5.4		7.3	7.3		5.1	5.1	
1995-2005	5.3	5.2		7.4	7.0		6.2	5.8		5.2	5.1		7.6	7.6		5.0	5.0	

Fuente: Proyecciones de demanda de los planes de expansión de las empresas eléctricas utilizadas en los planes de expansión: Costa Rica, escenario base; El Salvador, demanda ajustada por COS/PLANICEL, para el plan complementario del sistema de generación, período 1993-2010. Guatemala, escenario base; Honduras, Plan Maestro elaborado por Sch.-Lavalin. Nicaragua, Plan de expansión de febrero de 1994; Panamá, escenario moderado. 1990-93 corresponde a datos históricos.

Cuadro 6
Resumen de los Planes de Expansión de las Empresas Eléctricas del Istmo Centroamericano

Año	Total	Costa Rica		MW	El Salvador		MW	Guatemala		MW	Honduras		MW	Nicaragua		MW	Panamá		MW
1994		Miravalles I	G	55	B.P. Berlín I (reh.)	G	5	Cogenerador I	VB	8	ELCOSA fase I	CI	24	Planta emergencia	CI	5			
		Boca de Pozo	G	5							Turbinas CFE 1,2,3	TG	60						
											ELCOSA fase I retiro	CI	-24						
											ELCOSA fase 2	CI	60						
	198			60			5			8			120			5			0
1995		Toro I	H	24	Acajutla 1 (salida reh)	V	-28	Zunil I	G	24	Autoproducción II fase 1	TG	75	Gas 1	TG	35	Bahía Las Minas 3		-30
		D. Gutierrez I	H	14	Soyapango 1-3 (reh.)	TG	55	Bobos	H	10	Autoproducción II fase 2	CC	35	Managua	V	-30	(salida a rehabilitación)		
		Autoproducción I	H	8	Autoproducción	CI	80	Cogenerador II	VB	36	ELCOSA fase 3	CI	20						
								Autoproducción	TG	75	Autoproducción III	TG	40						
	443			46			107			145			170			5			-30
1996		D. Gutierrez II	H	6	Acajutla 2 (salida reh)	V	-30	Cogenerador III	VB	40	Diesel I	CI	25	Autoproducción I	CI	29	Ciclo Combinado	CC	130
		Toro II	H	68	Acajutla 1-2 (reh)	V	58										Bahía Minas 3 (entrada)		30
		Autoproducción II	H	34													Bahía Minas 4 (salida a rehabilitación)		-30
		Tejona	E	20															
		Autoproducción III	E	20															
		Gas	TG	36															
	434			182			28			40			25			29			130
1997		Autoproducción IV	H	57	Vapor Ciclo Comb.	V	32	Matanzas	H	10	Nacaome	H	20	San Jacinto I	G	20	San Fco. 3 (retiro)	V	-7
		Miravalles II	G	55	Berlín	G	24	Las Cuevas	H	25	Diesel II	CI	12				Bahía Minas 4 (entrada)		30
		Colima 2,4		-5	Boca Pozo (retiro)	G	-5	Turingia	H	1									
					Gas	TG	33	Vapor	V	100									
								Cogenerador IV	VB	40									
								Vapor 3,4 Lag.	V	-20									
	422			107			84			156			32			20			23
1998		Angostura	H	177	Berlín II	G	24	Rio Hondo II	H	30	Diesel III	CI	25	San Jacinto II	G	40			
		Miravalles III	G	55	Vapor 1	V	69	Pasabién	H	10									
					Miravalle (retiro)		-12	Cogenerador V	VB	10									
					B.P. retiro	G	-5	Gas 2,3 Lag.	TG	-30									
	393			232			76			20			25			40			0
1999		Colima 4		-4	Vapor 2,3	V	138	Trece Aguas	H	10	Exp. El Cajón	H	146	San Jacinto III	G	40	Esti I	H	38
		Moin 3,4		-13				Poza Verde	H	5				P. Arguello	G	20	(Guasquitas 1 y Canjilones 1)		
								Repaca	H	42									
								Gas 3,4 Esc.	TG	-40									
	382			-17			138			17			146			60			38
2000		Autoproducción V	H	115	Exp. 5 de nov.	H	120	Amatitán	G	20	Diesel IV	CI	37	Larreynaga	H	20	Gas 1	TG	40
	352			115			120			20			37			20			40
1995-2000	2426			665			553			398			435			174			201
Hidro	988			501			120			143			166			20			38
Geoter.	322			110			48			44			0			120			0
Termo	1247			36			407			301			268			64			170
Otros	40			40			0			0			0			0			0
Retiro	-171			-22			-22			-90			0			-30			-7

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Notas: 1. H: hidroeléctricas; G: geotérmicas; V: vapor búnker; VC: vapor carbón

CI: combustión interna; TG: turbinas de gas; E: eólicas;

VB: vapor usando búnker y bagazo de caña; CC: ciclo combinado

2. Todos los planes corresponden a los vigentes en las empresas al mes de junio de 1994.

Cuadro 6 (Continuación)
Resumen de los Planes de Expansión de las Empresas Eléctricas del Istmo Centroamericano

Año	Total	Costa Rica	MW	El Salvador	MW	Guatemala	MW	Honduras	MW	Nicaragua	MW	Panamá	MW
2001		Autoproducción VI H 35		San Marcos H 80		Santa María II H 60		Gas TG 34		Gas 2 TG 35		Estí I H -38 (Guasquitas 1, Canjilones 1) Estí II 125 (Guasquitas 2, Canjilones 2 y Barrigon) Bahía Minas 1, retiro V -17 Capir-Chitre (retiro) CI -15	
		San Antonio V2 V -5				Zunil II G 20 Santa María I H -6							
	308		30		80		74		34		35		55
2002				Vapor 4 V 69		Palín H 8 Tecuamburro G 50		Diesel V CI 37		Gas 3 TG 35		Gualaca H 38 (Higueron y Guabo)	
	237		0		69		58		37		35		38
2003		Gas (2x36) TG 72		San Vicente I G 24 Vapor 5, 6 V 138		El Palmar H 23		Cangrejal H 80		Brito H 250		Gas 2 TG 40	
	627		72		162		23		80		250		40
2004		Gas (2x36) TG 72		Vapor 7 V 69		Camotán H 59		Diesel VI CI 37		G. Pomares, ret. TG -10 Vapor II 100		Baru H 165 Pielstick 1-4, ret. CI -24	
	468		72		69		59		37		90		141
2005		Guayabo H 245		Vapor 8, 9 V 138 San Miguel (retiro) TG -18		Oregano H 69		Patuca 3 H 193.4 La Ceiba CI -20		Hoyo/Mte. Galán G 35			
	642		245		120		69		173.4		35		0
2001-2005	2282		419		500		283		361.4		445		274
Hidro.	1392		280		80		219		273.4		250		290
Geot.	129		0		24		70		0		35		0
Termo.	876		144		414		0		108		170		40
Otros	0		0		0		0		0		0		0
Retiro	-115		-5		-18		-6		-20		-10		-56
TOTAL	4708		1084		1053		681		796.4		619		475
Hidro.	2380		781		200		362		439.4		270		328
Geot.	451		110		72		114		0		155		0
Termo.	2123		180		821		301		377		234		210
Otros	40		40		0		0		0		0		0
Retiro	-286		-27		-40		-96		-20		-40		-63

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

- Notas: 1. H: hidroeléctricas; G: geotérmicas; V: vapor búnker; VC: vapor carbón;
CI: combustión interna; TG: turbinas de gas; E: eólicas;
VB: vapor usando búnker y bagazo de caña; CC: ciclo combinado
2. Todos los planes corresponden a los vigentes en las empresas al mes de junio de 1994.

Cuadro 7
ISTMO CENTROAMERICANO: PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION

	Total 3/ 1995-2005	FLUJOS DE INVERSIONES 1/ (millones de dólares)											
		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Istmo	8076.2	477.7	812.5	708.0	609.3	517.3	546.4	774.3	788.4	779.1	938.0	894.4	708.4
Total E. Publicas	7152.2	223.0	467.9	468.8	449.1	405.4	493.6	759.0	788.4	779.1	938.0	894.4	708.4
Inversiones Privadas 2/	924.0	254.7	344.7	239.2	160.2	111.9	52.8	15.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Costa Rica	1702.6	183.5	305.6	239.2	189.5	45.2	52.8	119.5	121.4	147.2	155.0	174.1	153.3
Total ICE	1462.2	140.1	253.2	201.8	151.9	0.0	0.0	104.2	121.4	147.2	155.0	174.1	153.3
Inversiones Privadas 2/	240.3	43.4	52.3	37.3	37.5	45.2	52.8	15.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
El Salvador	1603.5	50.7	126.0	165.8	187.0	140.5	106.0	133.0	164.9	180.9	130.7	134.4	134.4
Total CEL	1553.1	17.0	75.5	165.8	187.0	140.5	106.0	133.0	164.9	180.9	130.7	134.4	134.4
Inversiones Privadas 2/	50.4	33.6	50.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Guatemala	1615.0	68.7	110.5	117.0	47.0	81.6	120.2	139.5	104.4	120.4	320.4	261.5	192.5
Total INDE	1325.2	0.0	0.0	0.0	9.1	57.2	120.2	139.5	104.4	120.4	320.4	261.5	192.5
Inversiones Privadas 2/	289.9	68.7	110.5	117.0	37.9	24.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Honduras	921.4	82.2	87.4	56.1	38.9	38.7	44.6	61.6	48.6	98.5	164.7	198.4	83.9
Total ENEE	856.7	0.0	22.8	56.1	38.9	38.7	44.6	61.6	48.6	98.5	164.7	198.4	83.9
Inversiones Privadas 2/	64.7	82.2	64.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nicaragua	1256.7	34.0	77.5	94.9	112.0	156.6	101.2	159.7	183.4	96.5	49.4	108.1	117.4
Total INE	978.0	7.2	10.8	10.1	27.2	114.2	101.2	159.7	183.4	96.5	49.4	108.1	117.4
Inversiones Privadas 2/	278.7	26.8	66.7	84.8	84.8	42.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Panamá	977.0	58.7	105.5	35.0	35.0	54.8	121.6	161.0	165.8	135.7	117.9	18.0	26.9
Total IRHE	977.0	58.7	105.5	35.0	35.0	54.8	121.6	161.0	165.8	135.7	117.9	18.0	26.9

Fuente: Planes de expansión de las empresas eléctricas y estimaciones de CEPAL.

Notas: 1 Los flujos de inversión han sido calculados de acuerdo a la distribución en proyectos típicos.

2 Para calcular la inversión de proyectos hidroeléctricos privados, en la estimación de las inversiones se ha supuesto una rentabilidad del inversionista a partir del precio fijado para el kWh.

3 Representan costos a 1993.

Cuadro 8

ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN DE LA PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
ESCENARIO BASE

	TOTAL BLOQUE NORTE			TOTAL BLOQUE SUR			TOTAL DE LA REGION		
	(GWh)	(MW) a	(MW) b	(GWh)	(MW) a	(MW) b	(GWh)	(MW) a	(MW) b
1990	4,483	864	815	9,693	1,750	1,652	14,176	2,614	2,467
1991	4,660	943	890	10,198	1,855	1,751	14,858	2,798	2,641
1992	5,081	1,029	971	10,854	2,000	1,888	15,935	3,029	2,859
1993	5,747	1,109	1,047	11,597	2,098	1,980	17,344	3,207	3,027
1994	6,220	1,179	1,113	12,503	2,278	2,149	18,723	3,457	3,262
1995	6,492	1,222	1,153	13,172	2,399	2,264	19,664	3,621	3,418
1996	6,946	1,306	1,233	13,849	2,522	2,380	20,795	3,828	3,613
1997	7,432	1,394	1,316	14,563	2,650	2,501	21,995	4,044	3,817
1998	7,918	1,473	1,390	15,385	2,799	2,642	23,303	4,272	4,032
1999	8,471	1,573	1,485	16,288	2,963	2,796	24,759	4,536	4,281
2000	9,036	1,676	1,582	17,259	3,138	2,961	26,295	4,814	4,543
2001	9,630	1,768	1,669	18,220	3,312	3,125	27,850	5,080	4,794
2002	10,271	1,881	1,775	19,253	3,500	3,303	29,524	5,381	5,078
2003	10,953	2,001	1,888	20,337	3,693	3,486	31,290	5,694	5,374
2004	11,680	2,129	2,009	21,457	3,896	3,677	33,137	6,025	5,686
2005	12,459	2,267	2,140	22,589	4,099	3,868	35,048	6,366	6,008
T.C (%) :									
1993-2005	6.7	6.1	6.1	5.7	5.7	5.7	6.0	5.9	5.9
1993-2000	6.7	6.1	6.1	5.8	5.9	5.9	6.1	6.0	6.0
1993-1996	6.5	5.6	5.6	6.1	6.3	6.3	6.2	6.1	6.1
1995-2000	6.8	6.5	6.5	5.6	5.5	5.5	6.0	5.9	5.9
2000-2005	6.6	6.2	6.2	5.5	5.5	5.5	5.9	5.7	5.7
1995-2005	6.7	6.4	6.4	5.5	5.5	5.5	5.9	5.8	5.8

Fuente: Proyecciones de demanda de los planes de expansión de las empresas eléctricas utilizadas en los planes de expansión: Costa Rica, escenario base; El Salvador, demanda ajustada por COS/PLANICEL, para el plan complementario del sistema de generación, período 1993-2010. Guatemala, escenario base; Honduras, Plan Maestro elaborado por Sch.-Lavalin. Nicaragua, Plan de expansión de febrer de 1994; Panamá, escenario moderado. 1990-93 corresponde a datos históricos.

a/ Demanda máxima no coincidente

b/ Demanda máxima coincidente

Cuadro 9

ISTMO CENTROAMERICANO: OFERTA VERSUS DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL PERIODO 1995-2005
HIDROLOGIA DEL 50 %
GWh

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
TOTAL OFERTA EN EL ISTMO	23,475	26,362	28,311	30,931	32,802	33,870	35,710	36,654	39,675	42,456	45,822
HIDROELECTRICAS	12,690	13,297	13,812	15,011	15,498	16,188	17,147	17,356	18,914	20,003	22,360
GEOTERMICAS	1,503	1,538	2,027	2,823	3,242	3,382	3,417	3,767	3,933	3,933	4,177
COGENERACION	96	183	271	293	293	293	293	293	293	293	293
TERMICO	9,185	11,343	12,201	12,804	13,769	14,007	14,854	15,238	16,536	18,228	18,992
REQUERIMIENTO	19,664	20,795	21,995	23,303	24,759	26,295	27,850	29,524	31,290	33,137	35,048
RESERVA	3,811	5,567	6,316	7,628	8,043	7,575	7,860	7,130	8,385	9,319	10,774
RESERVA %	19	27	29	33	32	29	28	24	27	28	31
TOTAL OFERTA EN EL BLOQUE NORTE	8,179	8,523	9,507	10,332	11,545	11,685	12,650	13,187	14,435	15,156	16,345
HIDROELECTRICAS	3,548	3,548	3,705	3,908	4,157	4,157	4,510	4,545	4,668	4,907	5,212
GEOTERMICAS	594	629	594	725	725	865	1,004	1,354	1,520	1,520	1,520
COGENERACION	96	183	271	293	293	293	293	293	293	293	293
TERMICO	3,941	4,163	4,936	5,406	6,370	6,370	6,844	6,996	7,955	8,437	9,321
REQUERIMIENTO	6,492	6,946	7,432	7,918	8,471	9,036	9,630	10,271	10,953	11,680	12,459
RESERVA	1,687	1,577	2,075	2,414	3,074	2,649	3,020	2,916	3,482	3,476	3,886
RESERVA %	26	23	28	30	36	29	31	28	32	30	31
TOTAL OFERTA EN EL BLOQUE SUR	15,295	17,838	18,804	20,599	21,257	22,185	23,060	23,466	25,240	27,300	29,477
HIDROELECTRICAS	9,142	9,749	10,107	11,103	11,342	12,031	12,637	12,811	14,246	15,096	17,148
GEOTERMICAS	909	909	1,433	2,098	2,517	2,517	2,413	2,413	2,413	2,413	2,657
TERMICO	5,244	7,181	7,265	7,398	7,398	7,637	8,010	8,243	8,581	9,791	9,672
REQUERIMIENTO	13,172	13,849	14,563	15,385	16,288	17,259	18,220	19,253	20,337	21,457	22,589
RESERVA	2,123	3,989	4,241	5,214	4,969	4,926	4,840	4,213	4,903	5,843	6,888
RESERVA (%)	16	29	29	34	31	29	27	22	24	27	30

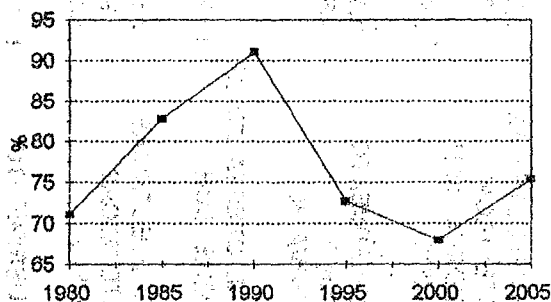
Recuadro 8

ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION DE LA AUTOSUFICIENCIA ELECTRICA

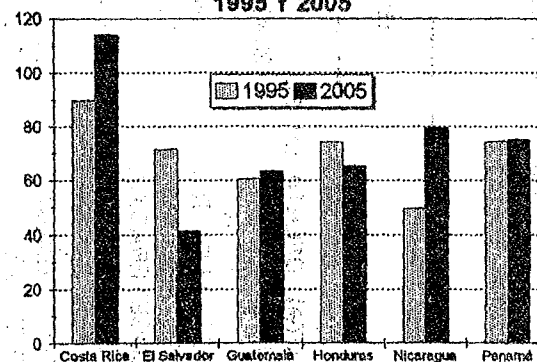
	Oferta Hidro+Geo (GWh) 1/	Demanda de energía (GWh)	Porcen- tajes %	Oferta Hidro+Geo (GWh) 1/	Demanda de energía (GWh)	Porcen- tajes %	Oferta Hidro+Geo (GWh) 1/	Demanda de energía (GWh)	Porcen- tajes %
	1980			1985			1990		
Total	6,023	8,467	71.1	8,743	10,562	82.8	12,913	14,175	91.1
Costa Rica	2,098	2,123	98.8	2,758	2,762	99.8	3,497	3,543	98.7
El Salvador	1,409	1,428	98.7	1,545	1,651	93.6	2,026	2,164	93.6
Guatemala	278	1,391	20.0	675	1,493	45.2	2,141	2,318	92.3
Honduras	782	854	91.6	1,307	1,346	97.1	2,279	2,274	100.2
Nicaragua	497	927	53.7	539	932	57.9	765	1,251	61.2
Panamá	960	1,744	55.0	1,919	2,378	80.7	2,206	2,625	84.0
	1995			2000			2005		
Total	14,288	19,644	72.7	17,875	28,295	68.0	26,380	35,018	75.3
Costa Rica	4,352	4,850	89.7	7,058	6,327	111.6	9,258	8,123	114.0
El Salvador	2,091	2,930	71.4	2,135	4,226	50.5	2,461	5,928	41.5
Guatemala	2,147	3,562	60.3	2,466	4,810	51.3	4,114	6,501	63.3
Honduras	2,162	2,918	74.1	2,012	3,707	54.3	3,134	4,824	65.0
Nicaragua	924	1,866	49.5	1,643	2,767	59.6	3,117	3,915	79.6
Panamá	2,612	3,518	74.2	2,561	4,468	57.3	4,296	5,727	75.0

1/ Para 1980, 1985 y 1990 corresponde a la generación hidro más geotérmica despachada. Para 1995, 2000 y 2005 la oferta de energía hidroeléctrica se calcula en base a un año hidrológico promedio.

ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION DE LA AUTOSUFICIENCIA ELECTRICA



AUTOSUFICIENCIA ELECTRICA POR PAIS 1995 Y 2005



IV. PARTICIPACION DE LA EMPRESA PRIVADA EN EL SUBSECTOR ELECTRICO DE LA REGION

Como se anotó con anterioridad, en todos los procesos de reforma de los marcos regulatorios de los países del Istmo Centroamericano se ha contemplado la participación de la empresa privada. En consecuencia, durante los primeros años de la década de los noventa, los países comenzaron a fomentar la entrada de nuevos actores en el subsector eléctrico, principalmente en el segmento de la generación.

Sin embargo, las primeras experiencias en la región indican que tres factores se han constituido como los principales obstáculos para asegurar que dicha participación sea eficiente y con el menor costo para la sociedad. Estos factores son: la debilidad institucional, la ausencia de marcos regulatorios adecuados, y las situaciones de virtual desabastecimiento eléctrico que han vivido, en mayor o menor grado, cinco de los seis países de la región. Las condiciones anteriores, sumadas al reducido tamaño de los sistemas de la región, han sido obstáculos determinantes para la creación de verdaderas condiciones de competencia en el segmento de la generación con la participación de los nuevos actores.

En algunos países la participación de empresas privadas en la producción de electricidad es ya significativa, precisamente por el tamaño de los sistemas y por el rezago en las inversiones del subsector. A nivel regional, la generación privada participó con solamente el 0.3 % de la generación total (40 GWh) en 1992, mientras que en el año siguiente su participación se incrementó al 3.7 % (646 GWh). De acuerdo con los planes de expansión, y los contratos firmados y en proceso, se esperan incrementos aún mayores en los próximos años. El cuadro siguiente muestra un resumen, por país, de la generación privada en operación, en construcción y en etapa de gestión para su desarrollo posterior (estudios, contratos iniciales y licitación).

ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN DE LOS PROYECTOS DE
GENERACION PRIVADA EN OPERACION, CONSTRUCCION Y GESTION
(MW)

País	Operación	Construcción	Gestión	Total
Total	252.7	383.5	745.7	1,381.9
Costa Rica	19.4	-	160.0	179.4
El Salvador	-	80.0	-	80.0
Guatemala	153.3	150.0	258.2	561.5
Honduras	80.0	125.0	39.5	244.5
Nicaragua	-	28.5	120.0	148.5
Panamá	-	-	168.0	168.0

A continuación se describe brevemente la situación en cada uno de los países. En los casos de centrales en operación, se hace un rápido análisis de las principales características de los contratos de generación utilizados. Lo anterior no se ha hecho en los casos de contrataciones en proceso o recién iniciadas, dado que por lo general existen acuerdos de confidencialidad de los contratos entre las empresas compradoras y vendedoras.

a) **Costa Rica**

El primer país en contar con un nuevo marco del subsector eléctrico fue Costa Rica, publicando el 18 de octubre de 1990 en su Diario Oficial la Ley No. 7200, la cual autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela. Posteriormente, el 21 de marzo de 1991, fue publicado el Decreto No. 20346-MIRENEM, que constituye el reglamento a la ley en mención.

El interés de la iniciativa privada ha quedado comprobado por la gran cantidad de solicitudes que se han presentado, a tal grado que al mes de noviembre de 1994, se habían autorizado un número suficiente de concesiones para alcanzar el 15% de participación establecido por la ley (alrededor de 160 MW). Los planes de expansión oficiales del ICE ya incluyen proyectos privados. Según información proporcionada por la Asociación Costarricense de Productores Privados de Energía (ACOPE), se tienen identificados proyectos que representan unos 700 MW; sin embargo, el tope de participación fijado por la ley constituye un obstáculo para los privados. Además de los proyectos hidroeléctricos, también se está analizando la aprobación de una central eólica, la cual requerirá consideraciones contractuales especiales.

En los contratos firmados hasta la fecha, el "costo evitado" acordado es cercano al costo marginal. En promedio se han establecido valores del orden de 0.063 dólares/kwh, sujetos a un ajuste anual. Asimismo, se han definido, dependiendo del tipo de central, tarifas monómicas (solo energía) y tarifas binómicas (potencia y energía).

Algunos puntos que podrían estar en discusión para la legislación, de acuerdo a comentarios de funcionarios del ICE, el SNE y ACOPE, son los siguientes:

i) El incremento del techo del 15% como límite para la participación de las empresas privadas dentro del sistema. ACOPE ha contratado consultores para realizar un estudio que justificaría la solicitud que esta asociación presentará al SNE. Se menciona como una de las posibles justificaciones de este aumento, la exportación a los países vecinos de los excedentes que los actores privados generarían.

ii) El incremento del límite de 20 MW en la capacidad instalada de un proyecto

iii) El aumento de la participación de capitales extranjeros, en un porcentaje mayor al 35% fijado en la actualidad, así como su participación bajo otras modalidades.

iv) El incremento de los plazos de las respectivas concesiones, justificado por el hecho de que en la actualidad el plazo de 15 años se reduce sustancialmente, al considerar el tiempo que se llevan los estudios de ingeniería, las gestiones de financiamiento y la construcción (4 años en promedio).

Se pueden detectar algunos elementos que reflejan el clima prevaleciente en el ámbito de los inversionistas privados, entre los cuales sobresale la buena relación entre las partes involucradas. La aprobación de la elegibilidad de un proyecto por parte del ICE constituye un respaldo a estos inversionistas para la consecución de los financiamientos. De esta forma, el BID aprobó el financiamiento para un proyecto hidroeléctrico privado. Por otro lado, existe una alta capacidad en la ingeniería local, cuya mayor parte proviene de la experiencia del ICE, pues un fuerte grupo de los consultores fue formado en ese instituto.

b) El Salvador

La participación de la empresa privada en este país se inició en el mes de mayo de 1994, con la firma de un contrato de generación para una central térmica entre la CEL y la compañía TRIGEN Energy Corporation. La capacidad del proyecto es de 80 MW, cuya producción se entregará en 115 kV a la subestación Nejapa. Este proyecto entrará en operación a mediados de 1995. Con la inclusión de TRIGEN, en 1995 la capacidad instalada en El Salvador será de 895 MW, de los cuales un 9% corresponderá a centrales privadas.

Por requisitos de confidencialidad de la información acordados entre las partes contratantes, no se tuvo a la vista el contrato suscrito; sin embargo, se sabe que un equipo especializado de la CEL empezó a trabajar desde mediados de 1993, con el objetivo de proponer y negociar las mejores condiciones para esta contratación, habiendo analizado otras experiencias tanto de la región como de otros países latinoamericanos. Las instalaciones realizadas por la CEL durante 1992 y 1993 le permitieron contar con cierto margen de maniobra para negociar con menores presiones los contratos con los actores privados, situación diferente a la ocurrida en otros países de la región, en donde se presentaban o estaban muy cercanos a presentarse problemas de racionamiento de electricidad.

Sin embargo, conviene mencionar que la firma de este contrato con la empresa privada se dio previo a la aprobación, por parte del poder legislativo, de las nuevas leyes del sector energético, las cuales, en sus versiones de anteproyecto, establecen la creación de un ente regulador del sector y un marco regulatorio para el subsector eléctrico.

Con respecto a la cogeneración, ya se han iniciado algunos acercamientos con los ingenios azucareros; sin embargo, los ingenios de ese país fueron recientemente privatizados y están en proceso de modernizar su industria, por lo cual no se vislumbra la realización de estos proyectos para los próximos años.

c) Guatemala

En la actualidad, Guatemala es el país con la mayor participación de generación privada en el Istmo Centroamericano. Además de las razones ya explicitadas que han favorecido la entrada de estos nuevos actores, en el caso de este país han existido algunas situaciones particulares. En primer lugar, los continuos retrasos en los planes de expansión del subsector provocaron una paulatina reducción en los márgenes de reserva del sistema eléctrico; esta situación, y las adversas condiciones meteorológicas, fueron las causas que provocaron serios racionamientos durante dos meses en el año

1991. En segundo lugar, el endurecimiento de las relaciones con la banca internacional de desarrollo, que incluso llevó a revocar en 1992 la utilización de un préstamo aprobado desde 1986 para finalizar la construcción de la central geotérmica de Zunil II (20 MW). En cuanto a los aspectos legales, no existe en la actualidad una Ley Eléctrica que regule el subsector y la participación de los generadores independientes. El Congreso discutía, en noviembre de 1994, una nueva ley constitutiva del INDE; posteriormente, tratarían lo relacionado con la ley eléctrica general. Conviene mencionar que la ley vigente de creación del INDE concede a esta institución el derecho de controlar la producción de electricidad del país, sin mencionar ningún impedimento legal para establecer contratos de compra/venta de energía con el sector privado. Por otro lado, la existencia de una empresa distribuidora en el país (Empresa Eléctrica de Guatemala Sociedad Anónima, EEGSA), que funciona bajo el régimen de las sociedades mercantiles privadas, y cuyo accionista mayoritario es el Estado a través del INDE, ha facilitado las contrataciones de generación privada por medio de dicha empresa.

La participación privada en Guatemala se empezó a considerar hacia finales de la década pasada, y se ha manifestado hasta la fecha bajo las modalidades de generadores independientes y de cogeneración.

Generadores independientes en operación. El primer contrato de generación independiente fue firmado a finales del año 1991 por la empresa EEGSA, como parte de una política conjunta con el INDE, encaminada a enfrentar el abastecimiento eléctrico del país. Conviene recordar que en septiembre de 1991, la crisis del subsector puso en evidencia la fragilidad del sistema y el agotamiento de las reservas hidráulicas con que se había contado en el período 1986-1990. Adicionalmente, este contrato tuvo otra justificación ya que contemplaba también el suministro a una nueva industria siderúrgica, la cual se estaba instalando en la zona sur del país. De esta forma, el autoprodutor ENRON 23/ entró en operación en diciembre de 1992, con una capacidad instalada de 110 MW.

Las principales características de esta contratación son las siguientes:

1) Forma de contratación. Fue suscrito bajo la modalidad "take or pay", al quedar determinado un precio alto por potencia, el cual garantiza un ingreso al autoprodutor, sin importar si genera o no energía. Este cargo asegura el retorno mínimo de la inversión del autoprodutor.

2) Plazo. El contrato se realizó considerando un plazo de operación de 15 años.

3) Obras. La empresa autoprodutora se encargó de la realización completa del proyecto, hasta el punto de entrega de la energía eléctrica, constituido por las barras de 230 kV de su subestación elevadora. Por su parte, la empresa EEGSA construyó una línea de aproximadamente 40 km, para llevar la electricidad a una nueva subestación de maniobras, cercana a la subestación existente en Escuintla.

23/ Contractualmente el compromiso fue suscrito con la firma TEXAS OHIO POWER INC.

4) Precio. El precio comprende dos cargos, uno por potencia y otro por energía. El término por potencia es escalado a una tasa del 2.28% anual durante los primeros 13 años de operación, a partir de un valor inicial de 17 dólares/kW/mes. El término de energía fue fijado a 0.035 dólares/kWh, sujeto a variaciones, dependiendo del precio internacional del petróleo, para lo cual se utilizan como referencia los precios reportados en la publicación conocida como Platt's.^{24/} Para ello, se tomó como precio base el correspondiente al búnker de bajo contenido de azufre (% máximo) para Nueva York, a inicio de diciembre de 1991.

5) Exoneraciones. La empresa compradora (EEGSA) asume todos los costos de impuestos, tributos y/o tarifas arancelarias derivadas de la importación de combustibles. El pago de otros impuestos le corresponderá a ENRON, según las leyes del país.

6) Penalizaciones. Existen penalizaciones en caso de que el vendedor no pueda operar con un mínimo de 75% de factor de planta.

7) Otros cargos financieros. El contrato contempla un depósito de garantía de 7.25 millones de dólares de los Estados Unidos, el cual permanece vigente durante los primeros siete años de operación del proyecto. A partir de esa fecha, el depósito es gradualmente devuelto a la empresa EEGSA. Conviene mencionar que este depósito constituye un cargo financiero que, significará en promedio, durante los primeros siete años de operación de la central, un incremento de 0.078 dólares/kWh, si se supone un costo financiero del 7.5%; dicho recargo se elevaría a 0.131 dólares/kWh, con una tasa del 12.5%. Este recargo financiero puede considerarse como una carga adicional que el inversionista está exigiendo para garantizar sus inversiones en el país. Esta situación implica que uno de los objetivos de la empresa en sus futuras negociaciones sería buscar los mecanismos y formas para reducir o eliminar dicho cargo, que en todo caso debería ser parte del riesgo del inversionista.

Como resultado de la aplicación de este contrato, durante 1993 el precio promedio pagado fue de 0.0657 dólares/kwh, para un factor de planta promedio de 63%; sin embargo, es conveniente resaltar que durante el mes de mínima utilización se pagaron 0.1088 dólares/kwh, para un factor de planta de 36%. ^{25/} Sobre la base establecida en el contrato, en el siguiente cuadro se estiman los precios promedio que se pagarían en los años 1995, 2000 y 2005, considerando tres valores del precio del búnker y factores de planta de 50% y 80%.

^{24/} Platt's Oilgram Price Report, publicado por Mac Graw-Hill Inc.

^{25/} Este precio fue pagado durante el mes de septiembre de 1993, durante el cual los niveles de los embalses llegaron a su máximo, y se buscó un punto de equilibrio que permitiera minimizar los derrames, la facturación de ENRON y los costos operativos del sistema. Durante ese mes incluso existieron transferencias de Guatemala hacia El Salvador. Este es uno de los casos que ejemplifican las situaciones que deben tratar de evitarse en la negociación de contratos con privados, situación que tienen mucho que ver con las condiciones de la carga mínima de los sistemas y con la planificación operativa.

**GUATEMALA: ESTIMACION DEL PRECIO PROMEDIO PARA EL
AUTOPRODUCTOR ENRON**

(Dólares/kWh)

		Precio del bunker US\$/B1					
		FP* 50%			FP* 80%		
		14.75	16.00	18.00	14.75	16.00	18.00
1995	.0844	.0837	.0912	.0659	.0687	.0736	
2000	.0924	.0953	.1001	.0709	.0738	.0786	
2005	.0974	.1004	.1051	.0740	.0770	.0817	

Nota: * Factor de planta, en porcentajes.

ii) Cogeneración actual. En 1987 se iniciaron las negociaciones entre el INDE, la EEGSA y los ingenios azucareros, los cuales tienen sus principales instalaciones ubicadas en la zona sur del país, precisamente en el área de operación de la empresa EEGSA. Durante 1989 y 1990 se formaron diferentes comisiones cuyo objetivo era analizar las metodologías para fijar los precios de transferencia de los cogeneradores hacia las empresas eléctricas, y facilitar de esta forma la producción de energía por parte de los agentes privados. Para estas tareas se contó con la cooperación de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID/ROCAP). Sobre la base de que los precios de la energía eléctrica deber ser los adecuados como para maximizar los beneficios económicos para la sociedad, se determinaron los costos marginales y se prepararon los modelos de los contratos de compra-venta de potencia y energía.

Los costos marginales han servido de indicador para la fijación de los precios, aunque por lo general éstos han quedado establecidos a un nivel superior, prevaleciendo como referencia el utilizado en el contrato firmado con ENRON. Por otro lado, en el principal contrato suscrito hasta el momento con un cogenerador, el precio de la energía eléctrica resultó ligeramente inferior al pactado con ENRON, teniendo como diferencias principales las siguientes: 1) no existe un depósito de garantía para la inversión; 2) la generación a entregar se fija anualmente; 3) la penalización se aplica a partir del 80% de incumplimiento en la entrega de la generación programada, y iv) el factor de planta anual mínimo a cumplir es del 50%.

La cogeneración instalada a 1993 era de alrededor de 20 MW, mayoritariamente térmica, incluyendo únicamente el caso de una pequeña hidroeléctrica (El Capulín, con 3 MW), operada por una industria de gases industriales.

iii) Otras contrataciones realizadas. Recientemente EEGSA y ENRON suscribieron un contrato tipo O&M, para la operación por parte del segundo, de una turbina de gas de 50 MW (turbina marca Stewart & Stevenson, conocida como gas no. 6 de Escuintla) propiedad de EEGSA. Adicionalmente, la EEGSA, ante los problemas de suministro que se vislumbran en 1995 como consecuencia de la indisponibilidad de la central Jurún Marinalá durante ese año, realizó una contratación para el suministro de 75 MW térmicos en la región sur del país. Se instalarían turbinas

de gas por 75 MW que empezarían a operar en abril de 1995. No se conocen los detalles de estas contrataciones.

iv) Autoprodutores futuros. No obstante que a la fecha no existe un marco regulatorio específico para la inversión privada en el subsector eléctrico, las autoridades del INDE han seguido avanzando en la instrumentación de nuevos proyectos privados, casi como único mecanismo para garantizar generación futura en el mediano y largo plazos. Las últimas acciones tomadas a la fecha, enmarcadas dentro de la planificación indicativa del INDE, son las siguientes:

1) Contrataciones de emergencia. Siempre en el contexto de la necesidad de incrementar la capacidad instalada para reducir situaciones potenciales de desabastecimiento eléctrico, el Gobierno de Guatemala emitió, en 1993, el Acuerdo Gubernativo No. 815-93, que permitía la contratación directa de generación privada, sin necesidad de recurrir a los procedimientos habituales. Dentro de este marco, se suscribieron a final de 1993, un total de 12 contratos, que se resumen en el cuadro siguiente.

GUATEMALA: CONTRATOS DE GENERACION PRIVADA
SUSCRITOS POR INDE

Tipo	Número de contratos	Capacidad MW
Total	12	187.5
Geotérmico	1	24.0
Hidráulico	10	160.2
Térmico	1	3.3

Con excepción de tres proyectos, las condiciones bajo las cuales fueron acordados los contratos reflejan su calidad de documentos de intención, que servirían a los generadores privados para avanzar en las fases de factibilidad de los proyectos y conseguir los financiamientos necesarios. La fecha límite para que dichos generadores privados formalizaran la ejecución de estos proyectos sería enero de 1995. Existen indicios de que algunos de los proyectos no se concretarán en el mediano plazo. Los tres proyectos que son la excepción al caso anterior corresponden a: i) una central térmica que ya está operando en un sistema aislado; ii) la hidroeléctrica de Río Bobos (10 MW), en la zona atlántica del país, que entrará en operación en marzo de 1995, y iii) la central geotérmica de Zunil I, en la cual el INDE había hecho ya inversiones avanzadas que permiten tener la producción del vapor geotérmico.

2) Licitación de 150 MW térmicos. En noviembre de 1994 fueron entregadas a las compañías interesadas, las bases para suministrar 150 MW térmicos en la zona atlántica del país, proyecto que incluye la construcción de una línea de transmisión de aproximadamente 200 km de longitud. Su entrada en operación se estima para finales de 1998. Sin embargo, no se conocen los pormenores de esta licitación, dado que en la fase actual toda la documentación de este proyecto

es confidencial. Un punto interesante de esta central constituye el hecho de que su realización facilitaría el proyecto de interconexión Guatemala-Honduras, dado que se reforzaría el sistema de transmisión guatemalteco en una zona cercana a la central hidroeléctrica Francisco Morazán.

v) Cogeneradores futuros. El programa de cogeneración de la empresa EEGSA contempla incrementar la capacidad a 179 MW en 1998, de acuerdo con el siguiente cronograma:

GUATEMALA: PROGRAMA DE
COGENERACION 26/

Año	Zafra MW	No Zafra MW	Energía GWh
1994	30	16	60
1995	71	45	190
1996	95	65	370
1997	164	127	540
1998	179	132	590

Además del bagazo, para poder mantener una operación durante todo el año se deberán consumir combustibles fósiles.

vi) Comentarios generales. Los precios de compra de la energía eléctrica a los generadores privados parecen ser razonables, sobre todo si se toma en cuenta que varias contrataciones fueron hechas para solucionar problemas de desabastecimiento eléctrico. Se deberán apoyar las acciones que permitan obtener condiciones de competencia en las futuras contrataciones que se efectúen. Es difícil cuantificar el impacto financiero de las contrataciones efectuadas, dado los problemas financieros del subsector, entre los cuales se mencionan:

1) El subsidio del INDE hacia la EEGSA. A la fecha, el primero vende energía a la segunda a una tarifa del orden de 0.0475 dólares/kwh, bastante menor que el precio que EEGSA está pagando a los generadores independientes.

2) La falta de readecuación de las tarifas, que excluye la aplicación de los ajustes por combustible, los cuales se encuentran aprobados en los pliegos tarifarios vigentes; sin embargo, por decisiones de índole política no se han aplicado.

26/ Información del programa de cogeneración de EEGSA. El período de zafra empieza en el mes de noviembre y termina en el mes de mayo del año siguiente. La potencia en período de zafra, corresponde a la esperada en el mes de diciembre. La energía se ha calculado en base a un factor de planta del 50%.

Parte de los problemas anteriores se están resolviendo en una tarifa que recientemente fue aprobada por el ejecutivo; sin embargo, un amparo interpuesto a nivel de la Procuraduría de Derechos Humanos ha dejado en suspenso la vigencia del nuevo pliego tarifario.

d) Honduras

Las contrataciones de generación privada en Honduras han debido hacerse en el marco de la mayor crisis de suministro eléctrico ocurrida hasta la fecha en la región del Istmo Centroamericano. Los antecedentes a la participación de los actores privados en este caso son parecidos a los mencionados en la crisis de suministro de Guatemala, pero agravados por la alta dependencia que ha existido en Honduras en la componente hidráulica, principalmente en la producción de la central Francisco Morazán. Las tres principales situaciones que antecedieron o acompañaron a la generación privada, se mencionan a continuación:

i) Continuos retrasos y postergaciones de los programas de equipamiento y mantenimiento. Entre 1989 y 1990 se llevó a cabo, con apoyo del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), una revisión de los planes de expansión de la ENEE, recomendando un programa de equipamiento a base de turbinas de Gas y de unidades diesel de baja velocidad, 27/ las cuales deberían instalarse a partir de 1992. Posteriormente, en 1992, la CEPAL colaboró con la ENEE en la revisión de sus programas de expansión, visualizando en ese estudio la inminente crisis de abastecimiento, motivo por el cual se recomendaba, como medida de emergencia, la instalación en el corto plazo de turbinas de gas, con una capacidad total de 125 MW en 1994, bajo el supuesto de que la ENEE iniciaría de inmediato un programa de rehabilitación y mantenimiento de su parque térmico. 28/

ii) Alto crecimiento de la demanda. A nivel de generación neta disponible, tanto en el período 1985-1990 como en el período 1990-1993, se registraron crecimientos del orden de 6.9%, que constituyen los más altos registrados en la región en esos años.

iii) Situación financiera difícil y complicaciones en la obtención de financiamiento con la banca internacional de desarrollo. Se conoce que Honduras hizo esfuerzos para concretar el financiamiento de las nuevas turbinas de gas, pero éste no pudo concluirse.

Bajo esas circunstancias, la ENEE suscribió, en diciembre de 1993, un contrato con la empresa Electricidad de Cortez, Sociedad Anónima (ELCOSA). Posteriormente, suscribió otros contratos de generación privada que se analizan a continuación.

i) Contrato con ELCOSA. Esta firma se había constituido con anterioridad para suministrar energía a varias industrias, reunidas en el grupo denominado Compañía Eléctrica de

27/ Véase, PNUD/ENEE/Campero, Franklin, Plan de Expansión del Sistema Eléctrico de Honduras, Informe Final, enero de 1990.

28/ Véase, CEPAL, Subsector Eléctrico de Honduras: Análisis de la Expansión de la Generación (LC/MEX/R.366), 5 de octubre de 1992.

Honduras, S. A. de C. V. (HECO, por sus siglas en inglés de Honduras Electric Company). Por medio del contrato firmado, ELCOSA se comprometió a entregar 24 MW a partir de abril de 1994, suministro que aumentaría a 54 MW a partir de diciembre del mismo año; esto último por medio de generadores diesel de media velocidad, con capacidad de 10 MW cada uno. Existe también la intención de incrementar la capacidad de ELCOSA a 80 MW en 1995.

Las condiciones generales de este contrato se describen a continuación:

- 1) **Forma de contratación.** Este contrato es una variante del tipo "take or pay", en el cual se considera un bloque de energía obligada que ENEE deberá comprar obligatoriamente, por una cantidad de 19 GWh/mes, lo cual corresponde a una operación de un factor de planta del 55%. Adicionalmente, ENEE podrá comprar un segundo bloque de energía, el cual se pactará periódicamente y tendrá un costo superior al primer bloque.
- 2) **Plazo.** El contrato se ha suscrito para un período de 15 años.
- 3) **Obras.** Todas las obras de instalación, incluyendo la subestación elevadora a 138 kV, son por cuenta del generador privado, así como las obras de interconexión, las cuales contemplan una pequeña línea de transmisión y la bahía de conexión a la subestación Puerto Cortez. La amortización de las obras de interconexión están consideradas dentro del precio contratado.
- 4) **Precios.** El precio ha sido fijado para dos períodos, el primero, denominado de emergencia, que regirá durante un año, y el segundo, denominado permanente, que regirá a partir del segundo año de operación y el cual tiene precios menores que el primero. Los precios se han establecido por medio de complicadas fórmulas que incluyen costos en moneda local y en dólares, así como indexaciones en base a los índices de precios al consumidor, a la tasa de cambio de la moneda local con respecto al dólar estadounidense, y a los precios de los combustibles. Para estos últimos se estableció como referencia un precio base de 10.35 dólares por barril y los precios reportados por la publicación Platt's para el petróleo número 6 (búnker), cargo Nueva York-Boston, con 2.2% máximo de contenido de azufre.

Sin considerar variaciones en los índices de inflación y una tasa de cambio de 7.26 lempiras por dólar estadounidense, en el cuadro siguiente se estiman los costos promedio para cuatro valores del precio del combustible y factores de planta del 50% y 80%, tanto en el período de emergencia como en el período permanente.

**HONDURAS: ESTIMACION DEL PROMEDIO DE COMPRA AL
AUTOPRODUCTOR ELCOSA
(dólares/kWh)**

Precio	Período	Emergencia	Período	Permanencia
Búnker \$/Bl	FP 50%	FP 80%	FP 50%	FP 80%
10.35	0.1153	0.0950	0.0858	0.0776
14.75	0.1358	0.1156	0.1011	0.0941
16.00	0.1463	0.1215	0.1055	0.0988
18.00	0.1510	0.1308	0.1124	0.1063

En las facturaciones de junio y julio de 1994, los precios promedio pagados a ELCOSA fueron de 0.0962 y 0.1023 dólares/kwh. En dichos meses, el costo del combustible reportado fue de 11.42 y 12.69 dólares por barril, respectivamente, y la operación correspondió a factores de planta del 85 y 98%, respectivamente.

5) Exoneraciones. El costo de los impuestos derivados de la importación de combustibles de ELCOSA es por cuenta de la ENEE.

6) Otros cargos financieros. No existe depósito de garantía y este contrato fue aprobado por la Asamblea Legislativa y avalado por el Gobierno del país.

ii) Otras Contrataciones. Adicionalmente, luego de las respectivas licitaciones, fueron aprobadas las siguientes contrataciones:

1) Con la compañía American International Development Corporation Inc., para el suministro inicial de 75 MW y 360 GWh (factor de planta del 55%). El proyecto comprenderá una turbina con ciclo de recuperación, que llegará a tener 110 MW.

2) El contrato tipo ROM (rehabilitación, operación y mantenimiento) para las centrales termoeléctricas de Puerto Cortez y La Ceiba.

Actualmente está en proceso otra licitación para la instalación de una turbina de gas de 39.5 MW en la subestación Pavana.

Asimismo, desde 1992, una compañía privada opera el servicio de energía eléctrica en la isla Roatán, en el Océano Atlántico.

iii) Comentarios. Con la participación de los generadores privados evidentemente se deberán tomar algunas medidas para aliviar el impacto financiero que provocará el costo de esta producción en la empresa ENEE. Se deberán contemplar, por ejemplo, ajustes tarifarios,

recuperación de la cartera vencida, reducción de las pérdidas eléctricas, programas de ahorro y uso eficiente de la energía, etc.

e) Nicaragua

La participación de la generación privada en este país, también se ha iniciado bajo la presión de racionamientos en el servicio eléctrico. Sin embargo, la magnitud de esta crisis ha sido menos severa que en los dos países anteriores ya que su demanda ha tenido un crecimiento menos pronunciado. No obstante, retrasos en los programas de mantenimiento, así como en los planes de expansión también se han presentado en Nicaragua.

A continuación se describen las principales contrataciones efectuadas o en curso.

1) Contrato con US Power and Light. En septiembre de 1994 se suscribió un contrato de generación privada con la compañía US Power and Light, con el propósito de instalar una central térmica con una capacidad de 28.5 MW. Esta generación estará disponible a partir de agosto de 1995 y el precio promedio que se espera pagar es del orden de 0.06 dólares/kwh.

2) Proyecto geotérmico de San Jacinto. Se está desarrollando un proyecto de capital mixto para la construcción y operación de una planta geotérmica de 120 MW, mediante un consorcio ruso-nicaragüense. El INE contribuye actualmente con el 20% de la inversión; sin embargo, existe la opción por parte de este Instituto de elevar su participación hasta el 51%, en función de sus posibilidades. El plan de incorporación de potencia para este proyecto prevé contar con una capacidad disponible de 23 MW en 1997, 46 MW adicionales en 1998 y otros 46 MW en 1999. El precio promedio de compra de energía para este proyecto podría ser del orden de lo 0.055 dólares/kwh. El precio promedio de venta de energía del INE al usuario final se encuentra en el orden de 0.08 dólares/kwh, el cual daría al INE un margen de intermediación para las transacciones con los generadores privados.

3) Otros proyectos. Existen negociaciones con los ingenios San Antonio y Victoria, en la modalidad de cogeneración, para el suministro de los excedentes de energía eléctrica durante el período de zafra. Estos proyectos podrían aportar cerca de 23 MW cada uno. Sin embargo, las principales dificultades existentes para llegar a un acuerdo son los precios exigidos por estos ingenios, los cuales en principio serían del orden de 0.07 dólares/kWh. Aunque la justificación de este precio alto se atribuye al riesgo asociado al país para ese tipo de inversiones, al parecer este precio se alinearía con los resultados obtenidos por los ingenios en Guatemala.

f) Panamá

Las situaciones de racionamiento que ha enfrentado este país pueden considerarse de muy baja magnitud, en comparación con lo ocurrido en otros países vecinos de la región. Lo anterior se explica por la reserva con que ha contado el sistema panameño y por otro lado, por las

rehabilitaciones efectuadas en el parque térmico, así como por la ganancia en energía que significará el proyecto de elevación de la presa de la central hidroeléctrica Fortuna.

En marzo de 1994, el Departamento de Planeamiento del IRHE finalizó la actualización de su Plan de Expansión. Dicho plan contempla la instalación de un ciclo combinado de 130 MW y la etapa inicial del proyecto hidroeléctrico Esti I (38 MW) en 1999. El proceso de licitación de dichas centrales se inició en 1993, considerando en principio que dichas obras se harán sin recurrir a la banca multilateral. Los estudios de factibilidad y diseño, así como la construcción serían realizados por la iniciativa privada, la cual también deberá conseguir el financiamiento en la banca privada y con los proveedores.

V. PERSPECTIVAS DEL SUBSECTOR ELECTRICO REGIONAL CON UNA OPERACION COORDINADA DE LOS SISTEMAS NACIONALES

El principal beneficio que ofrecen las interconexiones es el intercambio de energía económica entre los países. Hasta la fecha, la mayoría de este tipo de intercambios ha correspondido a las transacciones de sobrantes de energía hidroeléctrica, especialmente con respecto a las exportaciones de energía que hicieron Honduras y Costa Rica en los años que siguieron a la entrada de los proyectos El Cajón (en 1985) y Arenal-Corobici (en 1979 y 1982). Con el crecimiento de la demanda y el atraso que han venido sufriendo los planes de expansión en casi todos los países sus reservas se han reducido notoriamente, con situaciones de desabastecimiento en muchos casos. El volumen de las transacciones se ha reducido drásticamente limitándose casi exclusivamente a brindar apoyo durante emergencias o situaciones de desabastecimiento como las antes mencionadas.

Cuando un país posee excedentes de energía hidroeléctrica, su exportación hacia los países vecinos es fácil. En cambio, la exportación de energía térmica, o sea la substitución de la energía térmica más cara por térmica más barata (generalmente centrales de vapor a base de búnker substituyen a turbinas de gas a base de diesel), se dificulta principalmente por las siguientes razones:

i) El país exportador debe incrementar sus costos de operación, no solamente en lo referente a una mayor utilización de combustibles, sino también en el mantenimiento, por lo cual se requieren formas de pago ágiles y seguras, en dólares estadounidenses, moneda en la cual se compran los combustibles y la mayor parte de refacciones. Para transacciones de corto plazo, se ha venido recurriendo a la utilización de cartas de crédito, lo que ha servido de garantía de pago para el país exportador. No se han efectuado transacciones de largo plazo, las cuales requerirían de una coordinación en la planificación.

ii) En cuanto a los precios que las empresas eléctricas pagan por sus combustibles, existen distorsiones y diferencias provocadas por las diferencias en los precios a los que estas empresas adquieren sus combustibles y por las diferencias en las cargas impositivas que pesan sobre estos.

La alta vulnerabilidad que ha caracterizado a la mayor parte de los sistemas no ha permitido avances notorios en cuanto a la coordinación de la operación; sin embargo, es muy importante el hecho de que, con la finalización del proyecto PARSEICA ^{29/}, todos los países cuentan con herramientas computacionales y recursos humanos capacitados para realizar su planificación operativa y evaluar las ventajas de la coordinación de la operación.

^{29/} El Programa de Actividades Regionales en el Subsector Eléctrico del Istmo Centroamericano (PARSEICA) fue realizado, con financiamiento del BID y de las empresas eléctricas de los países, durante los años 1990 al 1993. Dentro de este proyecto se desarrollaron herramientas para la planificación operativa de las interconexiones.

A la fecha sólo se han alcanzado acuerdos parciales en cuanto a los procedimientos y la aplicación de las metodologías para la coordinación de la operación. Es claro que hace falta un fortalecimiento de los grupos técnicos encargados de la aplicación de las metodologías de planeamiento operativo, lo cual posibilitará la maduración de todos los procedimientos que permitirán hacer rutinaria la coordinación de la operación. 30/ Algunos aspectos que se deberán tratar son los referentes a las eficiencias y costos de operación de las centrales, y las metodologías para el cobro del peaje en las líneas de transmisión.

En diferentes estudios realizados por la CEPAL se ha evaluado los beneficios que podrían obtenerse de una operación coordinada. Además de la reducción del consumo de combustibles, la disminución de los riesgos de racionamientos y un mejor manejo de los recursos hidroeléctricos, se pueden prever los beneficios adicionales siguientes, derivados de la implantación o avance en la operación coordinada:

i) Un mejor aprovechamiento de los recursos de los productores independientes. Hasta la fecha los productores independientes térmicos han suscrito contratos de largo plazo, del tipo "take or pay", en los cuales la producción mensual de éstos es fijada de acuerdo con las políticas de los centros nacionales de despacho. Una adecuada coordinación de la operación entre las empresas eléctricas nacionales podría implicar importantes ahorros en la factura que se pagaría a los autoprodutores y generadores independientes.

ii) Una implantación paulatina de la operación coordinada. Esta deberá ser la base para avanzar posteriormente en el desarrollo de proyectos regionales. Además, la operación coordinada representará un recurso estratégico que permitirá a los países la obtención de mejores condiciones en las futuras negociaciones con productores independientes.

En el análisis que a continuación se presenta, se estudia el manejo de la operación en el período 1995-2005 y se han hecho estimaciones de los ahorros que las empresas podrían obtener con una operación coordinada. Se han incluido dentro de estos beneficios, además de los ahorros de combustibles, los ahorros que se obtendrían por concepto de reducción de la factura a los autoprodutores generadores independientes.

Es necesario hacer notar que los resultados son el reflejo, en buena medida, de lo expresado en los planes de expansión individuales de los países. Como fue discutido en el capítulo III, en dichos planes todos los países hacen un esfuerzo por obtener una mejor utilización de sus recursos naturales y, en el caso de adiciones térmicas, al ser planificadas con la debida antelación, éstas representan alternativas económicas como resultado de un análisis de largo plazo. En la medida en que los países puedan cumplir con lo expresado en sus planes de expansión, podrían alcanzar los

30/ Considerando la prioridad e importancia del tema, el CEAC, por medio del Grupo Consultivo Regional de América Central (GCR-AC) que coordina el BID, solicitó cooperación para ejecutar un proyecto de operación coordinada, dentro del cual se incluiría lo relacionado a la maduración de las metodologías de planeamiento operativo desarrolladas dentro del PARSEICA (véase: BID, El Subsector Eléctrico del Istmo Centroamericano, Diagnóstico, Perspectivas y Propuestas, marzo de 1993).

beneficios de la operación coordinada que se presentan en este capítulo. En ese sentido, los resultados de este análisis pueden considerarse optimistas, sin embargo, tienen por objetivo presentar a las empresas el rango de los beneficios que se obtendrían de la coordinación de la operación. Los flujos en los interconectores también deben considerarse como indicativos, reflejo de un escenario optimista. Dichos flujos tendrían drásticas variaciones, por ejemplo, en los siguientes casos:

- i) Atrasos y cambios en los programas de expansión;
- ii) Atraso en la entrada de la línea de interconexión El Salvador-Honduras;
- iii) Restricciones en las nuevas regulaciones del subsector, especialmente en cuanto a la importación o exportación de energía y la creación de mercados mayoristas de energía, y
- iv) Nuevas interconexiones, como serían las interconexiones de Guatemala con Honduras y con México.

A. ESCENARIOS, BASES Y CRITERIOS

a) Escenarios

Se utilizaron para cada país los planes de expansión remitidos por las empresas eléctricas, con las proyecciones de crecimiento denominadas medias. Sobre esta base se evaluó la operación de los sistemas, bajo tres condiciones hidrológicas correspondientes a caudales con probabilidad de 95% (hidrología crítica), 80% (hidrología conservadora) y 50% (hidrología media). Para los casos anteriores se simuló la operación de los sistemas en forma aislada e interconectada.

Los resultados que se presentan en este capítulo toman como escenario central condiciones de hidrología del 80% y únicamente se hace referencia a las otras dos condiciones hidrológicas como casos de sensibilización, con el propósito de ilustrar el impacto sobre los consumos y costos de combustibles, así como sobre la magnitud de los racionamientos en caso de presentarse condiciones de sequía.

No se ha considerado en el escenario central la denominada hidrología media, correspondiente a la generación que se alcanzaría con caudales con probabilidad del 50% de ser superados, dado que en la práctica este criterio resulta demasiado optimista: aun en situaciones de hidrología promedio, por el gran número de centrales de pasada y el pequeño volumen de la mayor parte de los embalses, han ocurrido rebalses y, en muchos casos, las generaciones que se presentan como producibles con esa hidrología son comparables a las que se han obtenido en años reportados como húmedos.

Dicho de otra forma, la decisión de trabajar con un escenario hidrológico del 80% nos sitúa en un escenario más conservador que, en todo caso, da la seguridad de que no se están sobrevalorando las ventajas y beneficios de las interconexiones. Por otro lado, la utilización de un modelo estocástico para la simulación de la componente hidrológica tiene como limitante la falta de

registros hidrológicos para los nuevos proyectos y, en la mayoría de los casos, la falta de estudios de prefactibilidad o factibilidad para los proyectos considerados en los planes.

b) Metodología

Como modelo auxiliar para el análisis de la situación de los sistemas de generación se utilizó el modelo denominado SOSEICA, que es un simulador de sistemas de generación hidrotérmicos a nivel semanal. Este modelo permite calcular en un período específico, los valores de potencia, energía y combustibles utilizados en cada uno de los sistemas eléctricos nacionales, así como las transferencias entre países en caso de operación integrada. En el caso de Honduras, debido a los problemas de racionamiento por los que atravesó ese país durante 1994, y a la necesidad de responder a incógnitas como la evolución de los niveles de los embalses durante los próximos años, se utilizaron las herramientas desarrolladas dentro del proyecto PARSEICA.

La operación de productores independientes dentro de las redes de los países del Istmo Centroamericano, como se mencionó anteriormente, impone nuevas restricciones y consideraciones que es necesario tomar en cuenta para evaluar tanto la operación aislada como la operación interconectada. No tomar en cuenta esas consideraciones conduciría fácilmente a conclusiones equivocadas. En los análisis realizados se trató de incorporar en la representación de las unidades generadoras de propiedad privada, las condiciones de operación que se especifican en los contratos, de tal forma que se plantea como objetivo el reducir los costos de operación, los cuales incluyen, además de los costos de combustibles, los asociados a la factura que las empresas eléctricas nacionales deben pagar a los autoprodutores o generadores independientes.

c) Bases del estudio

Las bases para el desarrollo del estudio son las siguientes:

i) Informaciones oficiales entregadas por los países del Istmo. Esta información comprende lo siguiente: plan de ampliación del sistema generador, escenario de demanda base, producción de las centrales hidroeléctricas para dos condiciones hidrológicas (escenarios hidroenergéticos promedio y crítico), información de las centrales existentes (programas de mantenimiento y rehabilitación, capacidad efectiva, rendimientos históricos) y condiciones de los principales contratos firmados con los autoprodutores, para los casos de Guatemala, Honduras y Nicaragua.

ii) Hipótesis sobre la centrales térmicas.

Los factores de planta máximos considerados para las centrales termoelectricas existentes y futuras (en porcentajes y en horas anuales) son los siguientes:

Geotérmicas	80% (7,000 h)
Plantas de vapor	80% (7,000 h)
Turbinas de gas	40% (3,500 h)
Combustión interna	40% (3,500 h)
Autoprodutores	85% (7,450 h)
Cogeneradores	50% (4,380 h)

- El rendimiento de centrales termoeléctricas futuras (en kWh/galón y su eficiencia neta respectiva en porcentajes) fueron de:

Plantas de vapor	13.0 (30%)
Turbinas de gas	13.0 (32%)
Diesel	16.7 (41%)
Ciclo combinado	20.0 (44%)

- Combustibles. Se ha supuesto que, tanto las empresas eléctricas como los autoprodutores y generadores independientes, compran al mismo precio sus combustibles. A continuación se resumen los precios utilizados (dólares/Barril):

Petróleo crudo	20.00
Búnker C	14.00
Diesel	26.00
Diesel marino	23.40

iii) Operación de los autoprodutores o productores independientes. Unicamente se consideraron como autoprodutores o generadores independientes aquellas centrales en las cuales a la fecha se han suscrito o están por suscribirse contratos para la generación de energía. En cuanto a las otras centrales contempladas en los planes de expansión, no obstante, su viabilidad en muchos países, con participación de la iniciativa privada, al no conocerse las condiciones de esta participación, se ha supuesto que dichas centrales son controladas por las empresas estatales. Las condiciones consideradas para los diferentes autoprodutores de resumen a continuación:

- Centrales hidráulicas, geotérmicas y eólicas. Los precios medios bajo los cuales se han suscrito la mayor parte de los contratos hasta la fecha son de entre 0.05 y 0.06 dólares/KWh. Por su naturaleza, y dado que la participación de estas centrales será reducida, la energía que producen será aprovechada en los sistemas respectivos a los cuales están conectados, correspondiendo a energía que en su mayor parte se coloca en la base de la curva de carga. En ningún caso se ha considerado la exportación de la energía producida por este tipo de autoprodutores.

- Centrales térmicas y cogeneradores. Los precios que se pagan en este caso están divididos en cargos fijos y cargos variables. Los primeros están asociados a la recuperación de la inversión y deben pagarse durante la vigencia del contrato. Los segundos están asociados con el grado de

utilización del recurso y con el precio de compra de los combustibles. Para las simulaciones realizadas se han utilizado los siguientes costos, que reflejan únicamente los costos variables para la hipótesis de precios de combustibles anteriormente descrita:

País	Central	Costo (dólares/KWh)
Guatemala	ENRON	0.03500
	Cogeneración	0.03700
	Turbina Stewart	0.05210 a/
	Turbina 75 MW	0.05790 a/
El Salvador	TRIGEN	0.03500 a/
Honduras	ELCOSA, primer bloque	0.05830
	ELCOSA, segundo bloque	0.07950
	Turbina de gas TG, ciclo abierto	
	75 MW	0.0579
	TG, ciclo cerrado	0.0467
	Puerto Cortez y la Ceiba	0.0521
Nicaragua	Power Light, diesel	0.0338

a/ Los datos marcados con asterisco corresponden a valores que se han asumido al no conocerse los términos de los contratos. Para los consumos de combustibles se han usado las eficiencias típicas correspondientes a las tecnologías utilizadas.

d) Otras consideraciones

i) Los problemas de desabastecimiento en la región. Durante los últimos años, se han presentado en casi todos los países de la región situaciones de desabastecimiento, las cuales han variado en cuanto a magnitud e intensidad, así como en el grado de repercusión en las economías de los países.

Las principales causas de estos desabastecimientos se encuentran en el retraso de los programas de expansión y la ampliación de las centrales de generación, que se dio en la mayor parte de los países, así como en la postergación de los programas de mantenimiento en varias centrales, principalmente térmicas. A lo anterior se suman, por una parte, los altos crecimientos en la demanda de energía eléctrica que se han venido observando a partir del segundo quinquenio de la década anterior y, por la otra, las irregularidades en el régimen de lluvias durante los años 1991-1992, con el llamado "fenómeno del niño". El año 1994 también presentó irregularidades en el régimen de lluvias y, según algunos hidrólogos, existen indicios de que este "fenómeno" pudiera volver a presentarse durante 1995.

Las irregularidades en el régimen de lluvias han puesto en evidencia, en los países de la región, la importancia de evaluar con mayor precisión los niveles de reserva firme de generación, cuyas características y magnitud dependerán de las condiciones especiales de cada sistema. Se deben abordar los criterios de planificación de la operación en base a las condiciones hidrológicas medias, sustituyéndolos por criterios que consideren los aspectos estocásticos de los regímenes hidrológicos.

ii) La crisis de suministro en el sistema hondureño en 1994. La situación de emergencia y los fuertes racionamientos que padeció este país, requieren de un análisis y reflexión más profundos que los que se han hecho para los otros países.

De una demanda de energía esperada en 1994, de 2,800 GWh, las plantas del sistema hondureño pudieron generar únicamente 2,250 GWh, lo cual, sumado a importaciones por 56 GWh, permiten cuantificar un racionamiento de 494 GWh (18%) durante todo el año.

Las primeras acciones para remediar la crisis se tomaron en 1993. En el mes de diciembre de ese año se firmó el primer contrato con un autoprodutor, y posteriormente se han venido tomando una serie de acciones, que han cambiado radicalmente el panorama del sistema de generación hondureño.

Estos cambios requerirán de una rigurosa planificación operativa en este sistema. Las decisiones y políticas de operación deberán ser suficientemente discutidas, ya que una mala apreciación podría resultar en sobrecostos y afectar más las finanzas de la ENEE y la economía del país. A continuación se enumeran una serie de situaciones que han sido evaluadas parcialmente por la CEPAL y en otros estudios: 26/

- Con la entrada de la segunda fase de ELCOSA (54 MW) en diciembre de 1994, así como de las turbinas de gas donadas por México (60 MW) y la reparación de las turbinas de La Puerta (15 MW) y Miraflores (12 MW) se pueden eliminar los racionamientos. La tercera etapa de ELCOSA (20 MW) y, la entrada de un segundo autoprodutor y las reparaciones en La Ceiba y Puerto Cortez, permitirán reforzar la operación durante 1995, de forma que, a partir de 1996, la ENEE pueda continuar con su programa de expansión normal.
- La planificación y negociación de los programas de operación de los autoprodutores deberán realizarse con sumo cuidado. En general, los contratos con autoprodutores térmicos incluyen cargos fijos o cargos por capacidad, que se deberán pagar siempre, independientemente del grado de utilización de las máquinas; estos cargos no están sujetos a reducción y por tanto deben considerarse como un pago por tener una capacidad instalada lista a usarse cuando se necesite. En el caso de ELCOSA, la capacidad contratada en su segunda etapa es de 54 MW, por los cuales se deben pagar los cargos por capacidad pactados. El autoprodutor tiene el compromiso de entregar un primer bloque de 19 GWh mensuales (equivalentes a un factor de planta del 55%), cuyo precio es del orden de 0.058 dólares/KWh. Existe la posibilidad de negociar un segundo bloque de energía, con el cual ELCOSA llegaría a operar a un factor de planta del 85%, y cuyo precio sería del orden de 0.0795 dólares/KWh. La ENEE podría tener un mayor margen en la programación de la operación de ELCOSA si logra algún grado de coordinación con los países vecinos.

Entre las recomendaciones y conclusiones de este caso se mencionan:

- Si la ENEE lograra obtener precios competitivos en la compra de sus combustibles, aun la generación con sus turbinas menos eficientes podría competir con la energía del segundo bloque de ELCOSA.

26/ Véase, Mota Palomino, Ricardo, Planeamiento operativo del sistema interconectado de la ENEE, (documento preparado dentro de un programa de cooperación del BID), noviembre de 1994.

- Será prioritario para la ENEE tratar de licitar sus propios combustibles o buscar los mecanismos para obtenerlos a más bajo precio, ya que esto se traducirá en una reducción de sus costos. También se deberá negociar con los futuros autoprodutores, los mecanismos para que éstos hagan la referencia de sus combustibles a los mercados más competitivos.
- En cuanto al manejo del embalse de la central Francisco Morazán, herramientas como las proporcionadas por el PARSEICA ^{27/} pueden servir de buena guía para la planificación de la operación del sistema. Los resultados de las simulaciones del sistema hondureño indican que la producción promedio de las centrales hidroeléctricas sería, para los cuatro años, de 7,805 GWh (1,951 GWh/anuales).

HONDURAS: ESTIMACION DE LA PRODUCCION DE LA
CENTRAL FRANCISCO MORAZAN
(GWh)

	1995	1996	1997	1998
Total	1,915.7	1,923.5	1,938.8	2,027.8
El Cajón	1,023.7	1,185.0	1,212.6	1,253.8
Resto Hidro	892.0	738.5	726.2	774.0
Embalse m.	254.2	253.0	255.8	255.0

- La política operativa de largo plazo óptima, de acuerdo a los costos y condiciones del sistema hondureño, apunta, en condiciones hidrológicas medias o de mayor probabilidad, a mantener el embalse al final de cada año en cotas promedio, del orden de 254 m (cota inferior y superior son de 220 y 290 m, respectivamente). La plurianualidad del embalse no se refleja en una política de alcanzar periódicamente la cota más alta ni tampoco se tiene como objetivo tratar de llenar el embalse (o llegar a una cota determinada). Bajo estas condiciones, el embalse estaría en disponibilidad de obtener una máxima utilización en caso de estaciones lluviosas copiosas, o bien puede ser un recurso a utilizar para embalsar excedentes de los países vecinos.
- Es necesario que un equipo de hidrólogos monitoree constantemente el comportamiento de los caudales entrantes al embalse y otras variables (sedimentos, evaporaciones, filtraciones), así como mantener intercambio de información hidrológica con países vecinos y con centros meteorológicos especializados. Este equipo será de mucha importancia para la planificación de la operación de corto plazo (día, semana y mes).

^{27/} Los modelos desarrollados por PROMON parten de una programación dinámica estocástica que busca minimizar los costos actuales y futuros, incluido el costo de la demanda no suministrada.

B. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

A continuación, se presenta primero un resumen de los principales resultados obtenidos para cada uno de los países y, posteriormente, los correspondientes para la operación de los sistemas interconectados. Salvo cuando se indique otra condición, todos estos resultados se refieren al escenario central con hidrologías con una probabilidad del 80% de ser superadas. En el anexo II se presentan cuadros y gráficos con cifras detalladas por país y se resumen las más importantes características de las plantas generadoras existentes y las cifras de la operación en el período 1990-1993.

1. Resultados por país

a) Costa Rica

i) Suministro de potencia. La simulación del sistema generador muestra que los márgenes de reserva de potencia en términos absolutos fluctúan entre un mínimo de 176 MW (16.6% en 1995) y un máximo de 577 MW (26% en el 2005), para el escenario de demanda base (véase el gráfico 4). Estos márgenes de reserva pudieran parecer extremadamente grandes; sin embargo, son razonables dada la participación mayoritariamente hidráulica en este sistema, e indican que no habrá contratiempos en el suministro de la demanda máxima.

ii) Suministro de energía en el escenario hidroenergético (80%). La simulación del sistema generador muestra que el cubrimiento de los requerimientos de energía correspondientes al escenario de demanda base en el período 1995-2005 (véase el gráfico 5 y el cuadro 10), se realiza de la siguiente manera:

- La componente hidroeléctrica aporta totalmente su disponibilidad, con la ventaja de que, a partir de 1998, comienza a haber excedentes que suman 3,433 GWh (1,265 GWh entre 1995-2000 y 2168 GWh entre 2001-2005). Estos excedentes son atribuibles a la entrada de los proyectos hidroeléctrico de Angostura (177 MW) y geotérmico de Miravalles III (55 MW), ambos en 1998, un grupo de generadores hidráulicos independientes (115 MW) en el 2000 y finalmente el Guayabo (245 MW) en el 2005.
- Los recursos geotérmicos son utilizados completamente en la base, con lo cual existirá un mayor margen para la utilización de los embalses. Debe observarse que, con anterioridad a la entrada de este recurso, las únicas centrales térmicas para generación en base eran las de la unidad de vapor de San Antonio (10 MW) y las unidades diesel de media velocidad de Colima y Moin (51 MW), todas ellas muy antiguas y con factores de disponibilidad bajos.
- Los recursos eólicos (Tejona y un generador independiente, cada uno con 20 MW), se han usado en forma conservadora, un máximo de 141 GWh en 1996 (factor de planta de 0.40).

- Las plantas térmicas de base solamente operan a plena carga en 1995, situación que puede implicar riesgos, dada la antigüedad ya mencionada de esas centrales. En el resto de años es variable su participación, llegando incluso a no operar en el año 1998.
- Bajo estas condiciones, los márgenes de reserva de energía ^{28/}, en 1998, se establecerán entre 218 GWh/año en 1995 y 1,860 GWh/año. En términos relativos, los márgenes de reserva fluctuarán entre el 4% en 1995 y el 32.7% en 1998. El bajo nivel de reserva en 1995 indica una situación crítica en cuanto a las dificultades que tendrá el sistema del ICE para lograr satisfacer su demanda en ese año, sobre todo por los bajos caudales registrados durante 1994, situación que implicará iniciar con niveles inferiores a los previstos el embalse de la central El Arenal. Se estima que en 1995 podría haber un déficit del orden de 26 GWh. Una recomendación para disminuir este riesgo sería la de adelantar alguno de los proyectos futuros, principalmente la turbina de gas de 36 MW programada para 1996 y poner en práctica programas de administración de cargas, con el objeto de reducir la demanda durante 1995.
- Para el período en análisis (1995-2005), los excedentes globales de energía (entendidos como la generación producible con todos los recursos a sus límites técnicos máximos recomendables y las hidroeléctricas produciendo de acuerdo a los caudales del escenario considerado) se estiman del orden de 12,890 GWh (38% hidráulicos y 62% térmicos). Los excedentes hidráulicos se presentan principalmente en los años siguientes a la entrada en operación de algún proyecto.
- La estructura de los excedentes privilegia a Costa Rica como exportador de energía hidráulica, especialmente a partir de 1998, dado que su plan de expansión es principalmente hidráulico. En cuanto a los excedentes térmicos, éstos corresponden a generación de centrales térmicas convencionales que deberán competir en un mercado saturado de oferta de este tipo (siempre que los demás países cumplan con sus programas de expansión), por lo cual sólo se vislumbran posibilidades de transferirlos en situaciones de emergencia, o bien la utilización de una parte de esos excedentes para intercambios de energía económica, siempre que se establezca un despacho coordinado.

iii) Suministro de energía en el escenario hidroenergético crítico (95%). Las diferencias significativas entre los resultados de este caso y los correspondientes al escenario hidroenergético del 80% para el período 1995-2000, son las siguientes:

- Los niveles de reserva de energía se reducen notoriamente; son inevitables los racionamientos en caso de presentarse condiciones de sequía en los años 1995, 1996, 1997, 2003 y 2004, sobre todo al considerar situaciones de contingencia y salidas de las unidades generadoras.

^{28/} El margen de reserva de energía se ha calculado, sobre una base anual, como la diferencia de la energía disponible y los requerimientos estimados (consumo total anual esperado). Debe observarse que un margen de reserva bajo (generalmente menos del 10%), implica muy probablemente situaciones de desabastecimiento al analizar los despachos sobre una base semanal o mensual.

- La disponibilidad para intercambios se reduce en un 20%, disminuyéndose principalmente los excedentes de energía hidráulica.

iv) **Suministro de energía en el escenario hidroenergético medio.** Las diferencias significativas entre los resultados de este caso y los correspondientes al escenario hidroenergético del 80%, son las siguientes:

- Los niveles de reserva se incrementan a valores que oscilan entre 6.7% en 1995 y 42% en 1998.
- La disponibilidad para intercambios se amplía a cerca de 12,700 GWh en el período, de los cuales 8,200 corresponderían a recursos naturales.
- El riesgo de racionamiento en 1995 es menor, aunque latente si se consideran situaciones de contingencia.

v) **Combustibles.** La participación de las centrales térmicas continuará siendo muy baja dentro del despacho de energía costarricense, siendo este país el que requerirá el menor volumen de combustibles para generación eléctrica.

El cuadro 18 muestra un resumen de los combustibles requeridos para generación de energía eléctrica en el período 1995-2005, considerando una hidrología del 80%. El monto total asciende a 6.4 millones de barriles, con un costo de 146.6 millones de dólares.

A continuación se muestran los consumos de combustible promedio anuales para los subperíodos 1995-2000 y 2001-2005, así como sus costos respectivos por las tres hidrocondiciones.

**COSTA RICA: CONSUMO PROMEDIO ANUAL DE COMBUSTIBLES
PARA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA**

Hidrología (Porcentajes)	Período 1995-2000		Período 2001-2005	
	Volumen MBI	Costo millones de dólares	Volumen MBI	Costo millones de dólares
95	615	13.3	1,004	24
80	472	9.9	711	17
50	264	5.4	238	6

b) El Salvador

i) **Suministro de potencia:** Los márgenes de reserva de potencia varían entre un mínimo de 178 MW (22%) en 1997 y 572 MW (26%) en el 2005, para el escenario de demanda base. Con los valores de reserva de potencia indicados es manifiesto que no habrá contratiempos en el suministro de la demanda máxima, en ambos escenarios (véanse el gráfico 6 y el cuadro 11).

ii) Suministro del requerimiento de energía en el escenario hidroenergético (80%). La simulación del sistema generador muestra que el cubrimiento de los requerimientos de energía correspondientes al escenario de demanda base (véase el gráfico 7), en el período 1995-2005, se realiza de la siguiente manera:

- La componente hidroeléctrica aporta totalmente su disponibilidad para los requerimientos del sistema, sin excedentes de este tipo de energía para exportación.
- Los recursos geotérmicos son utilizados completamente en la base, con lo cual tampoco es posible disponer de excedentes de esta componente para exportación.
- Las centrales térmicas incrementan su participación dentro del despacho, desde un 37% en 1995 al 49% y 60% en el 2000 y 2005.
- Las plantas térmicas de base solamente operan a plena carga en 1995 y 1996. No se evidencia ningún problema para la colocación dentro de la curva de carga del primer generador (80 MW) independiente que entrará en operación a mediados de 1995. Las nuevas plantas de vapor operan a factores de planta que permitirán la existencia de excedentes.
- Las turbinas de gas disminuyen su participación a valores insignificantes conforme se aproxima el año 2000.
- Bajo estas condiciones, los márgenes de reserva fluctúan entre el 17% en 1995, 11% en 1997, y arriba del 20% a partir de 1998. Estos resultados parecen reflejar un sobreequipamiento en la generación. Como se explicó anteriormente, se ha utilizado para la CEL el plan de expansión elaborado en 1992; actualmente se encuentran en la etapa de revisión de un nuevo plan de expansión.
- Los años 1995, 1996 y 1997 tendrán mayor probabilidad de sufrir racionamientos durante la estación seca, riesgo que se incrementa como consecuencia de salidas no programadas de algunas unidades.
- Los excedentes globales de energía se estiman en cerca de 14,600 GWh para el período 1995-2005, con una mayor participación a partir de 1998, debido a la entrada de importantes proyectos térmicos. La estructura de los excedentes permitirá a El Salvador exportar energía, principalmente a partir de 1999, proveniente de plantas de vapor nuevas, las cuales podrían competir favorablemente en el mercado de los países vecinos.

iii) Suministro de energía en el escenario hidroenergético crítico. Las diferencias significativas entre los resultados de este caso y los correspondientes al escenario hidroenergético del 80%, son las siguientes:

- El menor nivel de reserva se observa en 1997 (5%), existiendo también niveles bajos en 1995 y 1996. A partir de 1998, como resultado del alto componente térmico, no existen problemas de suministro en caso de hidrología seca. El riesgo de racionamiento en ese

período se intensifica, especialmente ante la indisponibilidad de algunas unidades o bien el atraso de los futuros proyectos.

La disponibilidad para intercambios se reduce a cerca de 12,000 GWh en el período, principalmente la correspondiente a los excedentes de las nuevas plantas de vapor.

iv) Suministro de energía en el escenario hidroenergético medio. Las diferencias significativas entre los resultados de este caso y los correspondientes al escenario hidroenergético del 80%, se encuentran en un incremento de los márgenes de reserva de energía, los cuales en todo el período son superiores al 19%. Se reducen los riesgos de racionamiento y los consumos de combustibles.

v) Combustibles. La participación de las centrales térmicas, como se comentó anteriormente, continuará incrementándose. El Salvador es el país que requerirá un mayor volumen de combustibles para generación eléctrica. Para el escenario hidrológico del 80%, en el período 1995-2005, iniciaría con un consumo anual de 1,959 MBI y finalizaría con un consumo anual de 6,455 MBI (Véase el cuadro 18).

A continuación se muestran los consumos de combustible promedio anuales para los subperíodos 1995-2000 y 2001-2005 y sus costos respectivos, para las tres hidrocondiciones analizadas.

EL SALVADOR: CONSUMO PROMEDIO ANUAL DE COMBUSTIBLES
PARA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

Hidrología (Porcentajes)	Período 1995-2000		Período 2001-2005	
	Volumen MBI	Costo millones de dólares	Volumen MBI	Costo millones de dólares
95	3,177	49.9	5,489	78
80	2,822	43.2	5,215	73
50	2,077	30.6	4,793	67

c) Guatemala

i) Suministro de potencia. Los márgenes de reserva de potencia en términos absolutos promedian los 237 MW, con un máximo de 300 MW (35% en el 2005) y un mínimo de 70 MW (10% en 1995), para el escenario de demanda base. (véase el gráfico 8).

Con excepción de 1995, en que para los primeros meses existió una escasa reserva, en los siguientes años no debería haber contratiempos para el suministro de la demanda máxima; sin embargo, podrían presentarse problemas derivados de la disponibilidad de las unidades y atrasos en la entrada de nuevas unidades. En este aspecto, un tema que deberá estudiarse es el de la seguridad de suministro que representarán los cogeneradores y también los productores independientes, que juegan un papel muy importante en el programa de expansión.

ii) Suministro de energía en el escenario hidroenergético (80%). La simulación del sistema generador muestra que el cubrimiento de los requerimientos de energía correspondientes al escenario de demanda base en el período 1995-2005 (véanse el gráfico 9 y el cuadro 12), se realiza de la siguiente manera:

- La componente hidroeléctrica, al igual que las centrales geotérmicas consideradas, son absorbidas por los requerimientos del sistema. No hay excedentes hidráulicos ni geotérmicos que pudieran exportarse.
- Los autoprodutores operan a plena carga en la base y no se vislumbra problema para colocar dentro de la curva de carga al autoprodutor ENRON.
- La mayor parte de las plantas térmicas nacionales de base operan a plena carga en 1995 y 1996. La nueva planta de vapor, propuesta para entrar en 1997, opera a un factor de planta que permite pensar en la existencia de excedentes de esta fuente.
- Las turbinas de gas disminuyen su participación a valores insignificantes conforme se aproxima el año 2000, con lo cual quedarían como unidades de reserva y apoyo en la punta de la carga.
- Los primeros meses de 1995, hasta la incorporación de una nueva turbina de gas en abril de 1995, son sumamente difíciles y no pueden descartarse los racionamientos. Nuevamente al final del período, en los años 2004 y 2005, existen bajos niveles de reserva que hacen inevitables los racionamientos. Es necesario adelantar un proyecto de generación para reforzar el plan al final del período.
- Debe observarse que hay un importante aporte de cogeneración y de un proyecto geotérmico en 1995, y que un atraso en dichos proyectos pondría en difícil situación al sistema guatemalteco. Lo mismo puede decirse de la central de vapor programada para iniciar operaciones a mediados de 1997, que debería, sin embargo, iniciar su construcción en 1995, ya que de lo contrario habrá problemas de suministro a partir de 1997. Los bajos niveles de reserva al final del período constituyen una debilidad del plan de expansión de este país.
- Los excedentes de energía se estiman en cerca de 9,000 GWh para el período 1995-2005, todos de tipo térmico, aumentando luego de la entrada en operación de la planta de vapor antes mencionada.
- La estructura de los excedentes permitirá a Guatemala la posibilidad de exportar energía térmica, principalmente a partir de 1997.

iii) Suministro de energía en el escenario hidroenergético crítico. Las diferencias significativas entre los resultados de este caso y los correspondientes al escenario hidroenergético del 80%, se encuentran en la reducción de los niveles de reserva. La disponibilidad para intercambios se reduce a cerca de 7,500 GWh, durante el período en estudio.

iv) Suministro de energía en el escenario hidroenergético medio. Las principales diferencias entre los resultados de este caso y los correspondientes al escenario hidroenergético del

80%, se encuentran en mayores niveles de reservas, los cuales son superiores al 20%, con excepción de los dos últimos años del período. La disponibilidad para intercambios se amplía a cerca de 13,000 GWh en el mismo período.

v) **Combustibles.** Después de El Salvador, Guatemala es el país que requerirá de mayor volumen de combustibles para generación de energía eléctrica. Para el escenario de hidrología del 80%, éste iniciaría el período 1995-2005 con un consumo anual de 3,156 MBI y finalizaría con 4,317 MBI (véase el cuadro 18).

A continuación se muestran los consumos de combustibles promedio anuales para los subperíodos 1995-2000 y 2001-2005 y sus respectivos costos, para los tres hidrocondiciones analizadas.

GUATEMALA: CONSUMO PROMEDIO ANUAL DE COMBUSTIBLES
PARA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

Hidrología (Porcentajes)	Período 1995-2000		Período 2001-2005	
	Volumen MBI	Costo millones de dólares	Volumen MBI	Costo millones de dólares
95	3,665	56.5	4,251	66
80	3,430	51.7	3,943	60
50	2,679	41.3	3,431	51

d) Honduras

Para los años 1995-1997, en todos los casos analizados se ha tomado en cuenta la política de operación de El Cajón, resultado de la simulación con las herramientas del PARSEICA.

i) **Suministro de potencia.** Los márgenes de reserva de potencia en términos absolutos varían entre un mínimo de 192 MW (27%) en 1995 y un máximo de 560 MW (39%) en el año 2005, para el escenario de demanda base (véase el gráfico 10).

Con los valores de reserva de potencia indicados es manifiesto que no habrá contratiempos en el suministro de la demanda máxima, pero debe enfatizarse que estos resultados consideran como válido el programa de entrada de nuevos generadores independientes, cuyas contrataciones se realizaron en los últimos meses de 1994. Un atraso en la entrada de estas centrales podría cambiar el panorama antes descrito.

ii) **Suministro del requerimiento de energía en el escenario hidroenergético del 80%.** La simulación del sistema generador muestra que el cubrimiento de los requerimientos de energía

correspondientes al escenario de demanda base en el período 1995-2005, (véanse el gráfico 11 y cuadro 13), se realiza de la siguiente manera:

- En 1995, los autoprodutores, con excepción del segundo bloque de ELCOSA, operan a su máxima capacidad. Las planta diesel de media velocidad de Cortez y la Ceiba, que operarán bajo un contrato ROM, también operan a su máxima capacidad.
- A partir de 1996, con la entrada de las centrales diesel de media velocidad que recomienda el Plan de Expansión, así como una recuperación en el embalse de El Cajón que permita llegar a una producción de 1,200 GWh/año, la participación de los autoprodutores tendería a reducirse, y más bien estas centrales proveerían una buena parte de la reserva del sistema.
- Bajo estas condiciones, los márgenes de reserva de energía se establecerán entre un 17% y un 40% en los años 1995 y 1997. Debe observarse que dichos resultados están calculados sobre la base de la entrada en operación de nuevos autoprodutores en 1995; en caso de atrasos, la situación en este país sería nuevamente crítica.
- Los excedentes de energía (no incluyendo lo embalsable) constituida principalmente por turbinas de gas de la ENEE y generadores diesel de media velocidad de los autoprodutores, se estiman en cerca de 12,600 GWh para el período 1995-2005, con una estructura similar para todos los años del período. Estos excedentes pueden ser transferidos si el precio ofertado por la ENEE permite su competencia en un mercado saturado de oferta de este tipo, y si sus plantas se encuentran en condiciones óptimas de operación.

iii) Suministro del requerimiento de energía en el escenario hidroenergético crítico. Las diferencias significativas entre los resultados de este caso y los correspondientes al escenario hidroenergético del 80%, son el incremento de la participación térmica y los consumos de combustibles y la reducción de los excedentes o la reserva del sistema que pudiera transferirse para intercambios.

iv) Suministro de energía en el escenario hidroenergético medio. Las diferencias significativas entre los resultados de este caso y los correspondientes al escenario hidroenergético del 80%, las constituyen el incremento de los niveles de reservas y la disponibilidad de energía para intercambios.

v) Combustibles. Para el escenario hidrológico del 80%, en el período 1995-2005, Honduras iniciaría con un consumo anual de 1,871 MBI y finalizaría con 2,964 MBI, mostrando una tendencia creciente que se interrumpe con la entrada de proyectos hidroeléctricos (véase el cuadro 18).

A continuación se muestran los consumos promedio anuales de combustibles para los subperíodos 1995-2000 y 2001-2005 y sus respectivos costos, para las tres hidrocondiciones analizadas.

**HONDURAS: CONSUMO PROMEDIO ANUAL DE COMBUSTIBLES
PARA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA**

Hidrología (Porcentajes)	Período 1995-2000		Período 2001-2005	
	Volumen MBI	Costo millones de dólares	Volumen MBI	Costo millones de dólares
95	2,544	50.4	3,600	70
80	1,930	40.7	3,174	62
50	1,508	31.1	2,713	52

e) Nicaragua

Para garantizar el suministro para los próximos tres años, será de suma importancia la exitosa ejecución de las siguientes medidas, iniciadas durante 1994: el refaccionamiento de la unidad de vapor número 3 de Managua (45 MW), la recuperación de los pozos del sitio geotérmico de Momotombo, y la entrada en operación de los primeros autoprodutores (en 1995 y 1996). Contando con esas medidas, a continuación se presentan los principales resultados de la operación en el período 1995-2005:

i) Suministro de potencia. Los márgenes de reserva de potencia en términos absolutos varían entre un mínimo de 43 MW (10%) en 1997 y un máximo de 309 MW (32%) en el año 2004 (véase el gráfico 12). Esos límites se consideran razonables si se toma en consideración que en el sistema nicaragüense tiene una mayor participación la componente térmica. El período de mayor riesgo lo constituyen los años 1995 y 1996, en que los márgenes de reserva se podrían reducir peligrosamente al presentarse atrasos en los refaccionamientos de las centrales mencionadas anteriormente o bien en la entrada del primer generador independiente.

ii) Suministro de energía en el escenario hidroenergético del 80%. La simulación del sistema generador muestra que el cubrimiento de los requerimientos de energía correspondientes al escenario de demanda base en el período 1995-2005, se realiza de la siguiente manera (véanse el gráfico 13 y cuadro 14):

- Los recursos geotérmicos y una buena porción de los hidráulicos son utilizados completamente en la base.
- Las plantas térmicas de base reducen paulatinamente su participación, como consecuencia de la entrada tanto de autoprodutores como del proyecto geotérmico de San Jacinto.
- Las turbinas de gas operan solamente cubriendo los picos de la demanda, principalmente a partir del año 1998.
- Bajo estas condiciones, los márgenes de reserva de energía son superiores al 18%, con excepción de los años 2001 y 2002, en los que se reducen a 12% y 8%, respectivamente.

- Los excedentes de energía se estiman en cerca de 9,900 GWh para el período 1995-2005 (la estructura responde a 50% de plantas de vapor y el resto de turbinas de gas). Estos excedentes deberán competir en un mercado saturado de oferta de este tipo, siempre y cuando dichas plantas se encuentren en condiciones óptimas de operación.
- Con tales niveles de reserva no se prevén situaciones de riesgo a lo largo del período analizado, a no ser por contingencias derivadas tanto de la salida forzada de algunas unidades o bien del atraso en la entrada en vigor de los nuevos proyectos, así como de los programas de rehabilitación, situación que es crítica principalmente en 1995 y 1996.

iii) Suministro de energía en el escenario hidroenergético crítico. Las diferencias entre los resultados de este caso y los correspondientes al escenario hidroenergético de 80% son menores, por el hecho de ser la componente hidráulica de menor tamaño.

iv) Suministro de energía en el escenario hidroenergético medio. Las diferencias significativas entre los resultados de este caso y los correspondientes al escenario hidroenergético de 80%, las constituyen el incremento de las reservas y los excedentes de energía, así como la reducción de los consumos de combustibles. Por la magnitud de la componente hidroeléctrica, estos cambios no son tan notorios como ocurre en otros países.

v) Combustibles. En Nicaragua los consumos de combustibles muestran una ligera tendencia de crecimiento en el período 1995-2005. En el escenario hidrológico del 80%, el consumo anual se inicia con 2,145 MBI, en 1995 y se finaliza con 2,240 MBI, en el 2005 (véase cuadro 18).

A continuación se muestran los consumos promedio anuales de combustibles para los subperíodos 1995-2000 y 2001-2005 y sus respectivos costos, para las tres hidrocondiciones analizadas.

NICARAGUA: CONSUMO PROMEDIO ANUAL DE COMBUSTIBLES
PARA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

Hidrología (Porcentajes)	Período 1995-2000		Período 2001-2005	
	Volumen MBI	Costo millones de dólares	Volumen MBI	Costo millones de dólares
95	2,155	31.8	2,310	34
80	2,085	30.5	2,244	33
50	1,938	27.8	2,144	32

f) Panamá

Al igual que en otros países, el suministro de energía para los próximos años descansa en los programas de rehabilitación para 1994 y 1995, así como en la entrada en vigor, en 1996, del

próximo proyecto térmico (unidades de ciclo combinado). La elevación de la altura de la presa del proyecto hidroeléctrico Fortuna, que entró en operación al final de 1993, dará un aporte significativo al permitir afirmar importantes volúmenes de agua, que podrían ser del orden de 200 GWh/año. A continuación se describen los aspectos más relevantes de la operación en el período 1995-2005.

i) Suministro de potencia. Los márgenes de reserva de potencia en términos absolutos fluctúan, entre un mínimo de 225 MW (27%) en 1995 y un máximo de 428 MW (32%) en el año 2004 (véase el gráfico 14). Para el período 2001-2005, los márgenes de reserva de potencia se mantienen a niveles superiores al 27%. Desde el punto de vista de potencia no se evidencian problemas en el caso de demanda moderada (caso base).

ii) Suministro de energía en el escenario hidroenergético del 80%. La simulación del sistema generador muestra que el cubrimiento de los requerimientos de energía correspondientes al escenario de demanda base en el período 1995-2005 (véanse el gráfico 15 y el cuadro 15) se realiza de la siguiente manera:

- La componente hidroeléctrica aporta totalmente su disponibilidad, no visualizándose excedente de este tipo durante todo el período analizado.
- Existen excedentes de generación térmica del orden de 5,671 GWh en el período 1995-2000. Estos provienen en su mayor parte de turbinas de gas y, en menor medida, de unidades de vapor; en ambos casos se trata de centrales ya existentes.
- Los niveles de reserva son bajos, especialmente en 1995, como consecuencia de las labores de mantenimiento en las unidades de vapor de Bahía de las Minas. También se observan niveles de reserva bajos en los años 2003 (4%) y 2005 (6,4%). Debe anotarse como un recurso adicional de este país, las posibilidades de intercambio de energía con la zona del canal y con la compañía Petroterminales. Por otra parte, dentro del proceso de reversión de los activos del canal, se encuentran alrededor de 180 MW térmicos que, aunque son centrales térmicas antiguas, mejorarán la confiabilidad del sistema panameño.

iii) Suministro de energía en el escenario hidroenergético crítico. La principal característica de este escenario es la existencia de desabastecimientos, los cuales llegarían a generar una crisis mayor si se presenta la sequía en 1995 o 1996, y ocurren atrasos con la entrada de la central de ciclo combinado. Existen incrementos substanciales en los consumos de combustibles.

iv) Suministro de energía en el escenario hidroenergético medio. Al haber una mayor disponibilidad de energía hidroeléctrica, desaparecen los riesgos de racionamiento, existe mayor disponibilidad de excedentes térmicos para exportación y se reducen los consumos de combustibles.

v) Combustibles. En Panamá también se presenta una tendencia de crecimiento anual de los consumos de combustible, pero de menor grado que la observada en los países del bloque norte. Para el escenario hidrológico del 80%, el período 1995-2005 se inicia con un consumo anual de 2,389 MBI y finaliza con 3,079 MBI (véase el cuadro 18).

A continuación se muestran los consumos promedio anuales de combustibles para los subperíodos 1995-2000 y 2001-2005 y sus respectivos costos, para las tres hidrocondiciones analizadas.

**PANAMÁ: CONSUMO PROMEDIO ANUAL DE COMBUSTIBLES
PARA GENERACION DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Hidrología (Porcentajes)	Período 1995-2000		Período 2001-2005	
	Volumen MBI	Costo millones de dólares	Volumen MBI	Costo millones de dólares
95	2,996	47.9	3,577	60
80	2,549	39.5	3,044	48
50	2,341	33.2	2,151	31

g) Los sistemas aislados. Conclusión

De acuerdo con los análisis de los sistemas aislados anteriormente expuestos, pueden obtenerse las siguientes conclusiones:

i) Por lo menos durante los próximos dos años (1995 y 1996) continuarán latentes los peligros de racionamiento en varios países, descansado la seguridad de suministro en los programas de rehabilitación de centrales térmicas y en la puesta en operación de nuevos proyectos, principalmente térmicos, la mayoría de los cuales se ejecutan con participación de la iniciativa privada.

ii) Al existir incertidumbres sobre la capacidad de energía firme, durante los próximos años los sistemas continuarán siendo altamente vulnerables a contingencias, como las indisponibilidades en las unidades generadoras.

iii) Únicamente Costa Rica, a partir de 1998 podrá disponer de excedentes hidroeléctricos ya que, además de contar con la mayor capacidad instalada hidroeléctrica de la región, tiene en ejecución un programa de desarrollo de centrales de este tipo, teniendo además asegurado el financiamiento para las obras que se incluyen en dicho programa hasta el año 2000. Además, también cuenta con estudios de prefactibilidad de las hidroeléctricas que se incluirán en el período 2001-2005.

iv) Los demás países únicamente contarán con excedentes de tipo térmico, dado que tienen una menor participación de sus recursos hidráulicos. Los combustibles para generación de electricidad continuarán incrementándose. El Salvador es el país que más combustibles utilizará, seguido de Guatemala y Panamá. Para el escenario hidrológico del 80%, en el período 1995-2005, los países del bloque sur utilizarán el 51% de los combustibles, en tanto que los del bloque norte utilizarán el restante 49%, y la factura petrolera para los seis países ascenderá a 2,768 millones de

dólares. El siguiente cuadro muestra los consumos promedio anuales para los países del Istmo Centroamericano.

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO PROMEDIO ANUAL DE COMBUSTIBLES
PARA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA Y SU COSTO
(Período 1995-2005 hidrología 80%)

	MBI	Millones de dólares
Istmo	15,581.5	251.7
Bloque Sur	8,008.0	139.1
Bloque Norte	7,573.5	112.6
El Salvador	3,909.9	56.9
Guatemala	3,663.6	55.6
Panamá	2,774.3	43.6
Honduras	2,325.5	50.5
Nicaragua	2,157.3	31.8
Costa Rica	580.8	13.3

2. Los sistemas interconectados

El análisis de los sistemas interconectados que a continuación se presenta se ha hecho considerando un escenario hidrológico del 80%. Los bloques interconectados norte (Guatemala y El Salvador) y sur (Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá) operarán hasta 1997, entrando en el siguiente año la interconexión El Salvador-Honduras, con lo cual los seis países operarían como un solo bloque. Además de los beneficios obtenidos por la disminución o eliminación de déficit y la reducción del consumo de combustibles para generación de electricidad, se obtiene como un beneficio adicional el relacionado con la disminución de la factura que pagan las empresas públicas a los autoprodutores y generadores independientes.

A este respecto, conviene aclarar que los precios a los cuales venden su energía los autoprodutores incluye la utilidad de los inversionistas privados, o sea, se trata de precios que incluyen la rentabilidad. En cambio, los precios que se consideran para viabilizar las transferencias de energía entre los países, únicamente toman en cuenta los costos de operación o, dicho de otra forma, cuando la diferencia de los costos marginales de corto plazo sumada a los costos de peaje correspondientes hacen factible la transferencia. Bajo esa perspectiva aparecen beneficios que podrían ser compartidos entre las empresas eléctricas nacionales.

a) Resultados de la operación coordinada

i) Transferencias de potencia y energía. En los cuadros 10 al 15, se muestra, para cada uno de los países de la región y en el período 1995-2005, la composición del despacho de energía,

tanto para una operación aislada como para una operación coordinada. En dichos cuadros también se muestran las exportaciones netas de energía para cada año. En base a dicha información, en los cuadros 16 y 17 se han estimado los flujos de energía y sus equivalentes flujos de potencia media, que ocurrirían en cada parte de la base de interconexión troncal de la región. A continuación se hacen los principales comentarios:

- Las transferencias máximas ocurrirían en la interconexión Guatemala-El Salvador, al final del período. En los años 2004 y 2005 se tendrían transferencias del segundo al primer país, del orden de 114 y 176 MW-medios, los cuales no podrían ser transportados por la línea existente de una sola terna de 230 KV. Estas transferencias están sobrevaluadas por el hecho de que el plan de expansión de Guatemala es deficitario al final del período y, por otra parte, actualmente se impulsan los proyectos de interconexión Guatemala-México y Guatemala-Honduras, los cuales al concretarse cambiarían sustancialmente las magnitudes y dirección de las transferencias. Otro hecho que también sobrevalúa estas transferencias es el sobreequipamiento observado en el plan de expansión de El Salvador, lo que se traduce en una sobrevaloración de los excedentes de exportación de ese país.
- De acuerdo con la observación anterior, las transferencias en la red troncal del Istmo Centroamericano llegarían como máximo a valores del orden de los 100 MW-medios, los cuales se darían entre Nicaragua y Honduras, en 1998 y 1999; entre Costa Rica y Nicaragua, en 1998 y entre El Salvador y Honduras en el 2003.
- El orden de transferencia de los flujos de energía obedece a criterios económicos, en cuanto a la máxima reducción de costos en los bloques interconectados. En ese sentido, resalta la vocación exportadora de Costa Rica y El Salvador. El primer país tiene un programa fuerte de equipamiento hidroeléctrico, mediante el cual se prevé la existencia de excedentes de este tipo de energía (véase el siguiente cuadro). En el caso de El Salvador, el tener un programa robusto a base de generación a vapor le permite ser competitivo frente a las opciones térmicas con que cuentan otros países. Por otro lado, al tener recursos térmicos más caros, Honduras en primer plano y luego Guatemala (que en adición y como se mencionó anteriormente tiene un plan de expansión deficitario al final del período), aparecen como los países que más importaciones de energía requieren.

COSTA RICA: ESTIMACION DE LOS EXCEDENTES DE ENERGIA HIDROELECTRICA

Año	GWh	Año	GWh	Año	GWh	Año	GWh
1996	4	1999	505	2002	422	2005	643
1997	14	2000	696	2003	228		
1998	709	2001	428	2004	70	Total	3,719

ii) Disminución de los déficit de energía. Uno de los principales beneficios derivados de la operación de las interconexiones lo constituye el apoyo en situaciones de emergencia de alguno de los países. En los sistemas interconectados del Istmo Centroamericano continuará, al menos

durante los próximos dos años, existiendo riesgo de racionamiento. En el siguiente cuadro se muestra una estimación de los déficit que se esperan en esos años para un escenario con hidrología del 80%, los cuales en su mayor parte podrán eliminarse con apoyo de las interconexiones. Por otra parte, decisiones que hayan tomado los países en los últimos meses de 1994, como el adelanto de proyectos, también aliviarán la situación de suministro eléctrico. En el caso de Panamá, el alto déficit que aparece en 1995 puede también ser cubierto con importaciones provenientes de petroterminales y de la zona del Canal.

ISTMO CENTROAMERICANO: DEFICIT POTENCIALES DE
ENERGIA EN 1995 Y 1996
(GWh)

	1995	1996	Total
Costa Rica	26	26	
El Salvador	29	13	42
Panamá	150		150
Total	207	13	220

En el resto del período se observan algunos déficit que tienen su explicación en la vulnerabilidad o debilidad de los planes de expansión en algunos años (Guatemala en los años 2004 y 2005, Nicaragua en los años 2001 y 2002 y Panamá en los años 2003 y 2005).

iii) Intercambios de energía económica. Uno de los principales beneficios de la utilización de las interconexiones, así como de la operación coordinada de los sistemas, lo constituyen los intercambios de energía económica desde los sistemas con costos de producción menores hacia los países con mayores costos de producción. Los principales beneficios que se obtienen de estas transacciones son los siguientes:

- Disminución de la factura petrolera por concepto de ahorro en los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica. El cuadro 18 muestra para una hidrología del 80%, un resumen por país y por bloques de los volúmenes de combustibles ahorrados y sus costos al considerar una operación coordinada en los países del Istmo. En 1995, al existir situaciones de potencial desabastecimiento, el principal beneficio de la operación coordinada lo constituye el apoyo de los sistemas para reducir los déficit. En el período 1996-2005 los países del Istmo Centroamericano tendrían un ahorro de 232 millones de dólares (23 millones de dólares anuales), beneficio que se deriva de la utilización de plantas más económicas, así como de los excedentes hidroeléctricos de Costa Rica, lo cual se explica más adelante.
- Reducción de los segmentos de energía más caros de los productores independientes de la región. La planificación coordinada de los sistemas interconectados permitirá, al reducir la participación de los segmentos mencionados, disminuir la factura que se pagaría a los autoprodutores; en otras palabras, la planificación coordinada de la interconexión permitirá a las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano, tener acceso a una parte de las

ganancias que, al operar en forma aislada, corresponderían únicamente a los autoprodutores. Las estimaciones hechas considerando los autoprodutores y generadores independientes que están actualmente en la escena y sin considerar ninguna renegociación con éstos, muestran que, en el período 1996-2005, los ahorros globales que se obtendrán de la operación coordinada (disminución de la factura petrolera y de la energía comprada a los autoprodutores térmicos) son de 365.8 millones de dólares (36 millones de dólares anuales), correspondiendo a la reducción de la factura a los autoprodutores, ahorros del orden de 134 millones de dólares (13.4 millones de dólares/año), (véanse los cuadros 19 y 20 y el gráfico 16).

Aprovechamiento de los excedentes de energía hidráulica. Costa Rica es el único de los países que podrá contar con excedentes de energía hidráulica. Se estima que en el período 1996-2005 podría exportar a sus vecinos hasta un total de 3,719 GWh (1,928 GWh en el subperíodo 1996-2000 y 1,791 GWh en el subperíodo 2001-2005). Estos intercambios, además de constituir ahorros substanciales por concepto de ahorro de combustibles en los países vecinos, permitirán generar beneficios adicionales para los proyectos hidroeléctricos costarricenses.

iii) **Beneficios de la operación coordinada.** Diferentes evaluaciones realizadas anteriormente por la CEPAL identificaban el ahorro en los combustibles y la venta de excedentes hidráulicos como los mayores beneficios de la operación coordinada. La entrada de generadores independientes de mayor escala en los países cambia las condiciones del mercado eléctrico en la región. Al comparar los precios de venta de energía de los generadores independientes (los cuales incluyen la rentabilidad y utilidad de los inversionistas privados y también reflejan condiciones de negociación diferentes, probablemente asociadas a los diferentes riesgos de la inversión en los países), con los precios a los cuales los países realizan sus transacciones, aparece una brecha amplia, la cual comprende las utilidades que bajo esquemas de operación aislada corresponderían únicamente a los generadores independientes, pero que bajo la óptica de la operación coordinada debe ser compartida por las empresas eléctricas nacionales.

El ahorro de 36 millones de dólares anuales corresponde a una estimación de los beneficios brutos de la operación coordinada. Al descontar los costos correspondientes a los peajes, las pérdidas de energía en las líneas, y los costos y ahorros en operación y mantenimiento en los que incurren los países compradores y vendedores, se estima que los beneficios netos de la operación coordinada podrían reducirse a 20 millones de dólares anuales.

Los beneficios mencionados son contundentes en cuanto a la necesidad de impulsar, como proyecto de principal prioridad, la operación coordinada de los sistemas del Istmo Centroamericano. Además de lo mencionado, existen otros beneficios más difíciles de cuantificar, pero que seguramente irán acompañando a la operación coordinada. Estos beneficios se refieren a las mejores condiciones de negociación que se podrán obtener con los futuros autoprodutores y un mayor margen de maniobra para lograr condiciones de competencia.

iv) Reforzamiento de la red troncal. Los resultados obtenidos indican que son apreciables los volúmenes de energía y transferencias de potencia que se darían entre los países al operar en un escenario de operación coordinada conjunta. En una primera apreciación, parece claro que dichas transferencias podrían manejarse con una red troncal de 230KV; sin embargo, también es evidente que el manejo de transferencias de ese rango requiera contar con un sistema de transmisión más confiable y seguro. Se recomienda hacer estudios detallados para definir las mejores opciones de reforzamiento de la red troncal. Entre los temas que deberán ser tratados con especial atención en estos estudios se mencionan: los programas de expansión más probables en cada país; la participación privada, tanto en el desarrollo y operación de centrales (nuevas y existentes), como en el manejo de la carga en las empresas distribuidoras, y los grados de operación coordinados y la evolución más probable de este esquema (por ejemplo, la definición de las centrales que participarían en la operación coordinada y las formas de esta participación). Únicamente un análisis detallado que considere lo anterior podría dar las pautas para recomendar las mejores opciones del reforzamiento de la red troncal del Istmo Centroamericano.

b) Los obstáculos para obtener mayores beneficios de las interconexiones

Los resultados expuestos en el numeral anterior permiten entender mejor la situación y problemática de la operación de los sistemas individuales y, en buena parte, visualizar los principales obstáculos para obtener los mejores beneficios de las interconexiones existentes y futuras. A continuación se hace una breve síntesis de estos problemas:

i) Riesgos de racionamiento. Durante los próximos tres años todos los países enfrentarán, en mayor o menor grado, riesgos para poder satisfacer sus requerimientos de energía. Entre estas causas se mencionan las siguientes: cumplimiento de los programas de rehabilitación de las centrales, niveles bajos de los embalses a inicios de 1995 como consecuencia de lluvias irregulares registradas durante 1994, y atrasos en los proyectos en ejecución. Ante esta situación, los grupos técnicos encargados de la operación de los sistemas eléctricos naturalmente asignarán una mayor prioridad a los problemas internos y relegarán a un segundo plano las tareas de la planificación coordinada de las interconexiones.

ii) La situación de los autoprodutores o generadores independientes. En 1996, cuatro de los seis países de la región tendrán una porción significativa de los recursos de generación en empresas privadas. No se conocen en todos los casos las reglas de su participación pero, en la mayoría, las condiciones que se han fijado limitan en alguna medida el margen de maniobra de las empresas en cuanto al manejo de los excedentes hacia los países vecinos. Las nuevas plantas térmicas pertenecen a generadores privados, en tanto que las antiguas y menos eficientes centrales quedan en manos de las empresas públicas, con lo cual éstas cuentan con recursos menos competitivos para participar en las transferencias. Para garantizar la mejor gestión de los sistemas interconectados, las empresas públicas deberán realizar los esfuerzos necesarios para coordinar la operación de los autoprodutores, a fin de poder disponer de esos recursos en la mejor forma, tanto dentro del despacho nacional, como en apoyo a los sistemas interconectados.

3. Algunas acciones para fortalecer la integración de los sistemas eléctricos nacionales

a) Los riesgos de suministro, los beneficios de las interconexiones y la necesidad de impulsar la operación coordinada

En cuanto a las prioridades que tienen las empresas eléctricas públicas para los próximos años, la principal es la de asegurar el abastecimiento. Sin embargo, el hecho de persistir riesgos de racionamiento en la mayor parte de los países de la región, hace difícil que la agenda integracionista ocupe un primer plano en las direcciones de las empresas; no obstante, es necesario tener plena conciencia de los beneficios que pueden obtenerse de las interconexiones. Una coordinación de la operación entre los sistemas nacionales permitirá reducir sustancialmente los riesgos de racionamiento.

Para la viabilización de los beneficios que se pueden obtener de las interconexiones, es necesario que los países avancen en la coordinación de su operación, así como que se asigne máxima prioridad a la construcción y puesta en servicio de la interconexión El Salvador-Honduras.

Referente a la necesidad de viabilizar las transacciones de energía térmica, es recomendable eliminar las distorsiones que representan las diferentes cargas impositivas que pesan sobre los combustibles en los diferentes países. La compra de hidrocarburos en condiciones diferentes también es otro obstáculo a las transacciones de energía térmica. Los beneficios de realizar las compras de hidrocarburos en mercados más competitivos, además de fortalecer la posición de las empresas frente a los autoprodutores y generadores independientes, coadyuvará positivamente para el impulso de la operación coordinada.

Es necesario reforzar a los equipos técnicos que se encargarán de evaluar y supervisar la operación coordinada. Únicamente el asegurar el trabajo continuo de estos grupos técnicos permitirá avanzar en la coordinación de la operación. Además de los temas propios de la planificación operativa, estos grupos de trabajo deberán estudiar la situación de la competitividad de la generación térmica en los países y las condiciones para mejorarla, entre las cuales se encuentran los mecanismos para obtener mejores precios en los combustibles.

b) Mejorar las condiciones de negociación con los autoprodutores y generadores independientes

Las perspectivas del subsector eléctrico del Istmo Centroamericano, para la mayoría de los países, dependerán en gran medida de la forma como se vaya insertando la participación de las inversiones privadas. Ya sea bajo esquemas regulatorios ambiguos y débiles o bien bajo las presiones que generan las situaciones de riesgo de racionamiento, es muy difícil lograr verdaderas condiciones de competencia, dando como resultado negociaciones que pueden ser en el mediano y largo plazos muy costosas para la sociedad.

Será muy valioso propiciar el intercambio de experiencias referentes a definición y negociación de proyectos de generación con inversionistas privados. Sólo en los dos o tres años en que se ha precipitado este tipo de negociaciones, pueden observarse condiciones y criterios muy dispares, los cuales, en su mayor parte, no favorecen a la mejor prestación del servicio eléctrico.

c) Programas de reducción de pérdidas y de conservación y uso eficiente de la energía

Otro tema altamente prioritario y que puede traducirse en la obtención de ahorros considerables, lo constituyen los programas de reducción de pérdidas, y de conservación y uso eficiente de energía. Se estima que únicamente la reducción de las pérdidas, del nivel actual del 17.8% a un nivel del 12%, significará ahorros y beneficios mínimos de 45 millones de dólares anuales, los que se verían reflejados tanto en la disminución de los combustibles como en una mayor captación de ingresos en las ventas de energía eléctrica. Se estima que será posible poner en práctica los programas de conservación y uso eficiente de energía en la medida que las acciones tendientes a reordenar y mejorar la eficiencia del subsector empiecen a surtir efecto. Entre estas acciones se mencionan, la adecuada fijación de los niveles tarifarios, la eliminación de los servicios conectados en forma directa, y el mejoramiento de las áreas de atención y servicios a los clientes (medición, facturación, asesorías y auditorías energéticas a los clientes y campañas de educación y divulgación entre la población en general). Es recomendable propiciar, en el seno del CEAC, el intercambio de experiencias y la cooperación horizontal sobre estos temas, así como promover un programa regional sobre ahorro y uso eficiente de energía eléctrica.

d) Continuar los estudios de factibilidad de proyectos de generación

Existe en la mayor parte de los países una carencia de estudios de factibilidad de proyectos hidroeléctricos, geotérmicos y térmicos. Independientemente de la forma y esquema que se adopte para el desarrollo de los futuros proyectos de generación eléctrica, es necesario continuar con la evaluación de aprovechamientos hidroeléctricos, así como reforzar los equipos técnicos que se encargarán de aprobar los diseños y desarrollos que presenten los inversionistas privados. Lo anterior con el objetivo de asegurar que los recursos se explotarán bajo el criterio de la obtención del máximo beneficio para la sociedad.

e) Nuevos esquemas de financiamiento

La postergación de los planes de expansión es una de las principales manifestaciones de la crisis que ha venido sufriendo el subsector eléctrico del Istmo Centroamericano y tiene su origen en los problemas financieros que se incubaron principalmente en la década anterior. Dentro de la reorganización que se ha venido dando en los países de la región, uno de los objetivos que se deberá alcanzar en el corto plazo es el de lograr la captación de los financiamientos que se requieren para el desarrollo del subsector, debiendo ser la meta que dichos capitales tengan un costo comparable con las tasas internacionales más bajas, de lo contrario, se estará trasladando los sobrecostos a la sociedad. Es importante lograr el acceso a los mercados internacionales de capital más competitivos. Se deberá promover el intercambio de experiencias referentes a nuevos esquemas de financiamiento

y, sobre todo, es conveniente discutir dichos esquemas a la luz de la integración del subsector eléctrico regional, lo cual facilitaría la obtención de las garantías necesarias, así como la reducción de riesgos para poder tener acceso a los mercados internacionales de valores más competitivos. Este deberá ser un tema de discusión al analizar la viabilidad de proyectos regionales y por consiguiente un tema prioritario para la agenda del CEAC.

f) Los proyectos regionales como una primera etapa de la planificación coordinada

Después de la operación coordinada, la definición e impulso de los proyectos regionales de generación constituye el paso natural para avanzar hacia una sólida integración del subsector eléctrico regional. Los resultados que se muestran en este documento son claros en el sentido de que, al no haber coordinación entre los planes individuales de desarrollo eléctrico, las transferencias de energía entre los países serán limitadas. Por otra parte, únicamente se justificaría la evolución de la interconexión hacia un voltaje mayor, si ésta va acompañada de proyectos regionales de generación que aporten la energía que se transmitiría por las nuevas líneas de interconexión. Es necesario apoyar la evaluación periódica de los planes de expansión, como una tarea específica de los comités y grupos de trabajo especializados del CEAC y como un mecanismo continuo para ir avanzando en la coordinación de dichos planes. Conjuntamente con la evaluación de los proyectos regionales, deberán analizarse los esquemas para su desarrollo, considerando las ventajas y posibilidades que otorgarán las nuevas regulaciones que se están aprobando en el subsector eléctrico regional.

g) Apoyo y reforzamiento al CEAC

Finalmente, se recomienda tomar todas las medidas necesarias para continuar apoyando el fortalecimiento del CEAC. La creación de los comités técnicos y grupos de trabajo en 1994 constituyó un avance valioso; sin embargo, el aporte de estos grupos de trabajo se verá plenamente plasmado en el momento que su labor esté orientada a apoyar el proceso de integración del subsector eléctrico. Se recomienda discutir y aprobar una nueva agenda de integración del subsector, la cual podría dar la pauta a la orientación del CEAC, sus comités técnicos y sus grupos de trabajo. Esta podría ser la labor fundamental del CEAC, después de julio de 1995, cuando su sede pase a la ENEE de Honduras.

Cuadro 10

COSTA RICA: RESULTADOS DE LA SIMULACION DE LA OPERACION

HIDROLOGIA DEL 80%

(GWh)

	Operación Aislada							Sistemas Interconectados, Operación Coordinada						
	I C E e hidroeléctricas y eólicas privadas						Privados	I C E e hidroeléctricas y eólicas privadas						Exportaciones Netas
	Demanda	Hidroeléctrica	Geotérmica	Búnker	Diesel	Excedentes Hidro.		Hidroeléctrica	Geotérmica	Búnker	Diesel	Excedentes Hidro.	Térmica	
1995	4,850	3,800	419	399	206		26	3,800	419	209	386	0		-36
1996	5,123	4,210	503	167	243	14	0	4,212	503	204	108	12		-96
1997	5,403	4,340	888	92	83	145	0	4,357	888	204	107	128		153
1998	5,692	4,410	1,273	9		848	0	5,122	1,273	156	26	136		885
1999	6,002	4,652	1,273	46	31	690	0	5,192	1,273	147	12	150		622
2000	6,327	4,969	1,273	31	54	812	0	5,695	1,273	94	64	86		799
2001	6,667	5,239	1,273	38	117	702	0	5,710	1,273	64	131	231		511
2002	7,021	5,510	1,273	35	203	436	0	5,902	1,273	83	163	44		400
2003	7,388	5,747	1,273	44	324	196	0	5,923	1,273	80	170	20		58
2004	7,764	5,934	1,273	62	495	10	0	5,934	1,273	76	206	10		-275
2005	8,123	6,454	1,273	42	354	637	0	7,070	1,273	68	90	21		378

Cuadro 11

EL SALVADOR: RESULTADOS DE LA SIMULACION DE LA OPERACION

HIDROLOGIA DEL 80%

(GWh)

	Operación Aislada							Sistemas Interconectados, Operación Coordinada						
	C E L						Privados	C E L						Exportaciones Netas
	Demanda	Hidroeléctrica	Geotérmica	Búnker	Diesel	Excedentes Hidro.		Hidroeléctrica	Geotérmica	Búnker	Diesel	Excedentes Hidro.	Térmica	
1995	2,930	1386	454	438	275		350	1386	454	440	487	0	367	204
1996	3,165	1386	489	440	176		663	1386	489	440	370	0	729	249
1997	3,407	1386	454	664	201		702	1386	454	664	132	0	673	-98
1998	3,639	1386	584	1104	104		461	1386	584	1110	6	0	560	7
1999	3,930	1386	584	1838	12		110	1386	584	2033	4	0	421	498
2000	4,226	1549	585	1927	25		140	1549	585	2075	15	0	502	500
2001	4,523	1608	585	2028	57		245	1608	585	2075	97	0	597	439
2002	4,848	1608	585	2437	44		174	1608	585	2558	143	0	593	639
2003	5,193	1608	751	2793			41	1608	751	3522	43	0	475	1206
2004	5,561	1608	751	3166			36	1608	751	3988	22	0	501	1309
2005	5,958	1608	751	3598			1	1608	751	4803	3	0	345	1552

Cuadro 12

GUATEMALA: RESULTADOS DE LA SIMULACION DE LA OPERACION

HIDROLOGIA DEL 80%

(GWh)

	Operación Aislada							Sistemas Interconectados, Operación Coordinada							
	I N D E e hidroeléctricas y geotérmicas privadas						Privados	Déficit	I N D E e hidroeléctricas y geotérmicas privadas					Privados	Exportaciones Netas
	Demanda	Hidroeléctrica	Geotérmica	Búnker	Diesel	Excedentes Hidro.	Térmica		Hidroeléctrica	Geotérmica	Búnker	Diesel	Excedentes Hidro.	Térmica	
1995	3,562	1,516	164	582	79		1,221	0	1,516	164	582	47		1,049	-204
1996	3,781	1,646	164	585	52		1,334	0	1,646	164	581	23		1,118	-249
1997	4,025	1,778	164	314			1,769	0	1,778	164	314	3		1,864	98
1998	4,279	1,949	164	314			1,852	0	1,949	164	314			1,645	-207
1999	4,541	2,162	164	314			1,901	0	2,162	164	314			1,469	-432
2000	4,810	2,162	304	314			2,030	0	2,162	304	314			1,611	-419
2001	5,107	2,436	419	314			1,938	0	2,436	419	314			1,847	-91
2002	5,423	2,465	769	314	2		1,873	0	2,465	769	314			1,968	93
2003	5,760	2,570	769	314	13		2,094	0	2,570	769	309			1,770	-342
2004	6,119	2,570	769	314	44		2,330	92	2,570	769	309			1,477	-994
2005	6,501	2,875	769	314	46		2,324	173	2,875	769	236			1,075	-1546

Cuadro 13

HONDURAS: RESULTADOS DE LA SIMULACION DE LA OPERACION

HIDROLOGIA DEL 80%

(GWh)

	Operación Aislada						Sistemas Interconectados, Operación Coordinada									
	E N E E					Déficit	E N E E					Privados	Exportaciones Netas			
	Demanda	Hidroeléctrica	Geotérmica	Búnker	Diesel		Excedentes Hidro.	Térmica	Hidroeléctrica	Geotérmica	Búnker			Diesel	Excedentes Hidro.	Térmica
1995	2,918	1,812			108		998	0	1,812				118		952	-36
1996	3,023	1,912		175	19		917	0	1,912		175	2			404	-530
1997	3,130	1,974		259	19		878	0	1,974			260			333	-563
1998	3,297	1,974		433	18		872	0	1,974		433				105	-785
1999	3,500	1,974		433	23		1,070	0	1,974		433				69	-1024
2000	3,707	1,974		692	22		1,019	0	1,974		692	1			139	-901
2001	3,918	1,974		692	264		988	0	1,974		692	102			249	-901
2002	4,135	1,974		950	258		953	0	1,974		950	111			272	-828
2003	4,356	2,252		950	243		911	0	2,252		950	88			212	-854
2004	4,587	2,252		1,209	238		888	0	2,252		1,209	85			192	-849
2005	4,824	2,868		1,179	148		629	0	2,868		1,209	67			147	-533

Cuadro 14

NICARAGUA: RESULTADOS DE LA SIMULACION DE LA OPERACION

HIDROLOGIA DEL 80%

(GWh)

	Operación Aislada							Sistemas Interconectados, Operación Coordinada								
	INE y geotérmicas privadas						Déficit	INE y geotérmicas privadas					Privados	Exportaciones Netas		
	Demanda	Hidroeléctrica	Geotérmica	Búnker	Diesel	Excedentes Hidro.		Térmica	Hidroeléctrica	Geotérmica	Búnker	Diesel			Excedentes Hidro.	Térmica
1995	1,866	351	384	1,095	56			0	351	384	1,188	240			277	
1996	2,007	351	384	976	74		222	0	351	384	978	87		287	80	
1997	2,151	351	524	974	81		221	0	351	524	978	60		291	53	
1998	2,327	351	804	951	54		167	0	351	804	978	18		287	111	
1999	2,520	351	1,223	847	16		83	0	351	1,223	978	13		259	304	
2000	2,757	420	1,223	918	52		144	0	420	1,223	978	27		280	171	
2001	2,967	420	1,223	960	135		205	24	420	1,223	978	102		290	46	
2002	3,181	420	1,223	973	255		256	54	420	1,223	978	150		294	-116	
2003	3,419	1,225	1,223	831	32		108	0	1,225	1,223	978	97		274	378	
2004	3,662	1,225	1,223	1,202			12	0	1,225	1,223	1,677	83		238	784	
2005	3,915	1,225	1,468	1,205			17	0	1,225	1,468	1,564	75		161	578	

Cuadro 15

PANAMA: RESULTADOS DE LA SIMULACION DE LA OPERACION

HIDROLOGIA DEL 80%

(GWh)

	Operación Aislada						Sistemas Interconectados, Operación Coordinada									
	IRHE					Déficit	IRHE					Privados	Exportaciones Netas			
	Demanda	Hidroeléctrica	Geotérmica	Búnker	Diesel		Excedentes Hidro.	Térmica	Hidroeléctrica	Geotérmica	Búnker			Diesel	Excedentes Hidro.	Térmica
1995	3,518	2,296		787	435	0	2,296		786	230				-206		
1996	3,696	2,296		1,376	24	(0)	2,296		1,870	75				545		
1997	3,879	2,296		1,533	50	0	2,296		1,864	76				357		
1998	4,069	2,296		1,653	120	0	2,296		1,723	39				-11		
1999	4,266	2,561		1,619	86	(0)	2,561		1,707	30				32		
2000	4,468	2,561		1,733	174	0	2,561		1,726	57				-124		
2001	4,668	2,830		1,715	123	0	2,830		1,765	83				11		
2002	4,916	2,979		1,697	240	0	2,979		1,652	98				-187		
2003	5,174	2,979		1,748	416	31	2,979		1,630	119				-446		
2004	5,444	3,759		1,594	91	0	3,759		1,623	87				25		
2005	5,727	3,758		1,718	241	10	3,758		1,475	64				-430		

Cuadro 16

ISTMO CENTROAMERICANO: ESTIMACION DE LAS TRANSFERENCIAS DE ENERGIA
OPERACION COORDINADA, HIDROLOGIA DEL 80 %
(GWh)

Año	Guatemala- El Salvador	El Salvador- Honduras	Honduras- Nicaragua	Nicaragua- Costa Rica	Costa Rica- Panamá
1995	-205		-36	241	206
1996	-249		-530	-449	545
1997	98		-563	-510	-357
1998	-207	-199	-984	-874	11
1999	-432	98	-925	-621	-32
2000	-420	80	-820	-648	124
2001	-91	348	-568	-522	11
2002	94	733	-97	-213	187
2003	-342	864	10	388	446
2004	-995	314	-535	249	-26
2005	-1546	7	-526	52	430
Transferencias:					
Máxima	1546	864	984	874	545
Mínima	91	7	10	52	11
Promedio	425	330	509	433	216

Cuadro 17

ISTMO CENTROAMERICANO: ESTIMACION DE LAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA
OPERACION COORDINADA, HIDROLOGIA DEL 80 %
(MW medios anuales)

Año	Guatemala- El Salvador	El Salvador- Honduras	Honduras- Nicaragua	Nicaragua- Costa Rica	Costa Rica- Panamá
1995	-23		-4	28	24
1996	-28		-61	-51	62
1997	11		-64	-58	-41
1998	-24	-23	-112	-100	1
1999	-49	11	-106	-71	-4
2000	-48	9	-94	-74	14
2001	-10	40	-65	-60	1
2002	11	84	-11	-24	21
2003	-39	99	1	44	51
2004	-114	36	-61	28	-3
2005	-176	1	-60	6	49
Transferencias:					
Máxima	176	99	112	100	62
Mínima	10	1	1	6	1
Promedio	49	38	58	49	25

Notas:

- 1/ El flujo positivo se ha asumido en el sentido de norte a sur.
- 2/ La línea de Interconexión El Salvador-Honduras se ha supuesto a partir del año 1998.

Cuadro 18

**ISTMO CENTROAMERICANO: COMPARACION DE LOS CONSUMOS DE COMBUSTIBLE
EN OPERACION AISLADA Y COORDINADA.
(HIDROLOGIA DEL 80 %)**

País	Diferencia (millones US\$)	Interconectado				Aislado			
		Combustibles, MBI			Costo (US\$*10**6)	Combustibles, MBI			Costo (US\$*10**6)
		Diesel	Búnker	Total		Diesel	Búnker	Total	
TOTAL	224.9	15,838.0	152,251.8	168,089.8	2,543.3	30,719.0	140,678.0	171,397.0	2,768.2
1995-2005	224.9	15,838.0	152,251.8	168,089.8	2,543.3	30,719.0	140,678.0	171,397.0	2,768.2
1996-2005	231.6	11,586.2	143,488.1	155,072.3	2,310.0	26,819.0	131,740.0	158,559.0	2,541.7
1995-2000	87.6	8,808.6	65,312.8	78,192.5	1,205.1	14,705.0	65,029.0	79,734.0	1,292.7
1996-2000	94.4	4,947.5	60,227.5	65,175.0	971.8	10,905.0	56,091.0	66,996.0	1,066.2
2001-2005	137.2	6,638.7	83,258.6	89,897.3	1,338.2	16,014.0	75,649.0	91,663.0	1,475.5
1995	-6.7	4251.8	8765.7	13017.5	233.3	3900.0	6938.0	12838.0	226.5
1996	4.7	2245.1	10209.7	12454.8	201.3	2836.0	9448.0	12284.0	206.0
1997	4.9	1465.7	11486.8	12952.5	198.9	2059.0	10735.0	12794.0	203.8
1998	33.4	383.7	11807.0	12190.7	175.3	1852.0	11465.0	13317.0	208.7
1999	31.5	262.3	13043.6	13305.9	189.4	1917.0	12220.0	14137.0	220.9
2000	19.9	590.7	13680.4	14271.1	206.9	2141.0	12223.0	14364.0	226.8
2001	26.2	1420.8	14206.9	15627.7	235.8	2739.0	13630.0	16369.0	262.0
2002	26.0	1797.6	15318.7	17116.3	261.2	3364.0	14197.0	17561.0	286.2
2003	31.4	1354.7	16614.1	17968.8	267.8	3584.0	14718.0	18302.0	299.2
2004	20.8	1266.6	18641.3	19907.9	293.9	3391.0	16182.0	19573.0	314.7
2005	33.8	799.0	18477.6	19276.6	279.5	2936.0	16922.0	19858.0	313.2
Bloque Norte	-36.2	3,341.5	84,801.8	88,143.3	1,274.1	5,961.0	77,348.0	83,309.0	1,237.9
1995-2005	-36.2	3,341.5	84,801.8	88,143.3	1,274.1	5,961.0	77,348.0	83,309.0	1,237.9
1996-2005	-35.6	2,043.0	80,950.3	82,993.3	1,186.4	4,859.0	73,535.0	78,194.0	1,150.6
1995-2000	11.6	2,566.5	27,343.6	37,592.0	557.5	3,653.0	33,863.0	37,516.0	569.1
1996-2000	12.0	1,303.1	31,138.9	32,442.0	468.8	2,351.0	30,050.0	32,401.0	481.8
2001-2005	-47.8	739.9	49,811.4	50,551.3	716.6	2,308.0	43,485.0	45,793.0	668.8
1995	-0.4	1,298.5	3,851.5	5,150.0	87.7	1,302.0	3,813.0	5,115.0	87.2
1996	0.3	929.1	4,492.2	5,421.3	87.0	990.0	4,400.0	5,390.0	87.3
1997	1.4	316.0	5,650.1	5,966.1	87.3	452.0	5,501.0	5,953.0	88.8
1998	7.5	14.7	6,012.7	6,027.4	84.6	269.0	6,079.0	6,348.0	92.1
1999	2.9	8.2	7,337.1	7,345.3	102.9	367.0	6,878.0	7,245.0	105.8
2000	-0.2	35.1	7,646.8	7,681.9	108.0	273.0	7,192.0	7,465.0	107.8
2001	-5.7	227.0	8,048.8	8,275.8	118.6	343.0	7,423.0	7,766.0	112.8
2002	-17.2	366.3	9,059.9	9,426.2	136.4	273.0	8,007.0	8,280.0	119.2
2003	-18.9	96.3	10,441.0	10,537.3	148.7	388.0	8,552.0	8,940.0	129.8
2004	-5.6	44.9	10,902.3	10,947.2	153.8	645.0	9,390.0	10,035.0	148.2
2005	-0.5	5.4	11,359.4	11,364.8	159.2	659.0	10,113.0	10,772.0	158.7
Bloque Sur	261.1	12,496.5	67,450.0	79,946.5	1,269.2	24,758.0	63,330.0	88,088.0	1,530.3
1995-2005	261.1	12,496.5	67,450.0	79,946.5	1,269.2	24,758.0	63,330.0	88,088.0	1,530.3
1996-2005	267.4	9,543.2	62,535.8	72,079.0	1,123.6	22,160.0	58,205.0	80,365.0	1,391.0
1995-2000	76.1	6,042.1	27,869.2	40,600.5	647.6	11,052.0	31,166.0	42,218.0	723.7
1996-2000	82.4	3,644.4	29,088.6	32,733.0	502.0	8,454.0	26,041.0	34,495.0	584.4
2001-2005	185.0	6,898.8	33,447.2	39,346.0	621.6	13,706.0	32,164.0	45,870.0	806.7
1995	-6.3	2,953.3	4,914.2	7,867.5	145.6	2,598.0	5,125.0	7,723.0	139.3
1996	4.4	1,316.0	5,717.5	7,033.5	114.3	1,846.0	5,048.0	6,894.0	118.7
1997	3.5	1,149.7	5,836.7	6,986.4	111.6	1,607.0	5,234.0	6,841.0	115.1
1998	25.8	369.0	5,794.3	6,163.3	90.7	1,583.0	5,386.0	6,969.0	116.6
1999	28.6	254.1	5,706.5	5,960.6	86.5	1,550.0	5,342.0	6,892.0	115.1
2000	20.1	555.6	6,033.6	6,589.2	98.9	1,868.0	5,031.0	6,899.0	119.0
2001	31.9	1,193.8	6,158.1	7,351.9	117.3	2,396.0	6,207.0	8,603.0	149.2
2002	42.2	1,431.3	6,258.8	7,690.1	124.8	3,091.0	6,190.0	9,281.0	167.0
2003	50.3	1,258.4	6,173.1	7,431.5	119.1	3,196.0	6,166.0	9,362.0	169.4
2004	26.4	1,221.7	7,739.0	8,960.7	140.1	2,746.0	6,792.0	9,538.0	166.5
2005	34.2	793.6	7,118.2	7,911.8	120.3	2,277.0	6,809.0	9,086.0	154.5

Nota: En este cuadro el orden de los países está de acuerdo a su ubicación geográfica, de norte a sur.

Cuadro 18 (continuación)
ISTMO CENTROAMERICANO: COMPARACION DE LOS CONSUMOS DE COMBUSTIBLE
EN OPERACION AISLADA Y COORDINADA.
(HIDROLOGIA DEL 80 %)

País	Diferencia (millones US\$)	Interconectado			Costo (US\$*10**6)	Aislado			Costo (US\$*10**6)
		Combustibles, MBI				Combustibles, MBI			
		Diesel	Búnker	Total		Diesel	Búnker	Total	
Guatemala	127.9	674.1	33,292.5	33,966.6	483.6	3,946.0	36,354.0	40,300.0	611.6
1995-2005	127.9	674.1	33,292.5	33,966.6	483.6	3,946.0	36,354.0	40,300.0	611.6
1996-2005	117.0	350.5	30,875.1	31,225.6	441.4	3,197.0	33,947.0	37,144.0	558.4
1995-2000	45.5	563.0	14,690.8	15,253.8	264.7	1,838.0	18,745.0	20,583.0	310.2
1996-2000	34.6	239.5	15,447.2	15,686.7	222.5	1,089.0	16,338.0	17,427.0	257.0
2001-2005	82.5	111.0	15,427.9	15,538.9	218.9	2,108.0	17,609.0	19,717.0	301.3
1995	10.9	323.6	2,417.4	2,741.0	42.3	749	2407	3,156.0	53.2
1996	11.6	188.9	2,542.2	2,731.1	40.5	636	2544	3,180.0	52.2
1997	-2.4	50.5	3,522.9	3,573.4	50.6	47	3361	3,408.0	48.3
1998	4.6	0.0	3,224.7	3,224.7	45.1	61	3443	3,504.0	49.8
1999	9.7	0.0	2,983.6	2,983.6	41.8	121	3452	3,573.0	51.5
2000	10.9	0.1	3,173.8	3,173.9	44.4	224	3538	3,762.0	55.4
2001	4.7	31.9	3,440.3	3,472.2	49.0	229	3411	3,640.0	53.7
2002	-0.1	76.5	3,573.2	3,649.7	52.0	187	3362	3,549.0	51.9
2003	12.1	2.6	3,357.0	3,359.6	47.1	388	3508	3,896.0	59.2
2004	27.3	0.0	2,921.3	2,921.3	40.9	645	3670	4,315.0	68.2
2005	38.4	0.0	2,136.1	2,136.1	29.9	659	3658	4,317.0	68.3
El Salvador	-164.2	2,667.4	51,509.3	54,176.7	790.5	2,015.0	40,994.0	43,009.0	626.3
1995-2005	-164.2	2,667.4	51,509.3	54,176.7	790.5	2,015.0	40,994.0	43,009.0	626.3
1996-2005	-152.8	1,692.5	50,076.2	51,768.7	745.1	1,462.0	39,588.0	41,050.0	592.2
1995-2000	(33.9)	2,003.5	12,652.8	14,656.3	292.8	1,815.0	15,118.0	16,933.0	258.8
1996-2000	-22.6	1,063.6	15,691.7	16,755.3	247.3	1,262.0	13,712.0	14,974.0	224.8
2001-2005	-130.3	628.9	34,383.5	35,012.4	497.7	200.0	25,876.0	26,076.0	367.5
1995	-11.4	974.9	1,434.1	2,409.0	45.4	553	1406	1,959.0	34.1
1996	-11.4	740.2	1,950.0	2,690.2	46.5	354	1856	2,210.0	35.2
1997	3.8	265.5	2,127.2	2,392.7	36.7	405	2140	2,545.0	40.5
1998	2.9	14.7	2,788.0	2,802.7	39.4	208	2636	2,844.0	42.3
1999	-6.8	8.2	4,353.5	4,361.7	61.2	246	3426	3,672.0	54.4
2000	-11.1	35.0	4,473.0	4,508.0	63.5	49	3654	3,703.0	52.4
2001	-10.5	195.1	4,608.5	4,803.6	69.6	114	4012	4,126.0	59.1
2002	-17.1	289.8	5,486.7	5,776.5	84.3	86	4645	4,731.0	67.3
2003	-31.0	93.7	7,084.0	7,177.7	101.6	0	5044	5,044.0	70.6
2004	-32.8	44.9	7,981.0	8,025.9	112.9	0	5720	5,720.0	80.1
2005	-38.9	5.4	9,223.3	9,228.7	129.3	0	6455	6,455.0	90.4
Honduras	268.8	5,124.0	10,933.9	16,057.9	286.3	14,229.0	13,223.0	27,452.0	555.1
1995-2005	268.8	5,124.0	10,933.9	16,057.9	286.3	14,229.0	13,223.0	27,452.0	555.1
1996-2005	268.3	4,194.1	10,030.4	14,224.5	249.5	13,307.0	12,274.0	25,581.0	517.8
1995-2000	123.7	2,367.7	2,793.9	5,161.6	120.4	6,829.0	4,752.0	11,581.0	244.1
1996-2000	123.2	1,665.8	2,876.8	4,542.6	83.6	5,907.0	3,803.0	9,710.0	206.8
2001-2005	145.1	2,528.3	7,153.6	9,681.9	165.9	7,400.0	8,471.0	15,871.0	311.0
1995	0.4	929.9	903.5	1,833.4	36.8	922	949	1,871.0	37.3
1996	18.8	631.5	270.1	901.6	20.2	1191	574	1,765.0	39.0
1997	20.4	522.2	384.7	906.9	19.0	1151	671	1,822.0	39.3
1998	29.5	170.2	617.8	788.0	13.1	1142	917	2,059.0	42.5
1999	36.3	113.9	617.8	731.7	11.6	1220	1157	2,377.0	47.9
2000	18.3	228.0	986.4	1,214.4	19.7	1203	484	1,687.0	38.1
2001	34.0	563.8	986.5	1,550.3	28.5	1634	1425	3,059.0	62.4
2002	25.7	630.3	1,364.4	1,994.7	35.5	1607	1383	2,990.0	61.1
2003	32.3	502.5	1,355.1	1,857.6	32.0	1554	1713	3,267.0	64.4
2004	32.3	467.5	1,723.8	2,191.3	36.3	1526	2065	3,591.0	68.6
2005	20.8	364.2	1,723.8	2,088.0	33.6	1079	1885	2,964.0	54.4

Cuadro 18 (Conclusión)
ISTMO CENTROAMERICANO: COMPARACION DE LOS CONSUMOS DE COMBUSTIBLE
EN OPERACION AISLADA Y COORDINADA.
(HIDROLOGIA DEL 80 %)

País	Diferencia (millones US\$)	Interconectado			Costo (US\$*10**6)	Aislado			Costo (US\$*10**6)
		Diesel	Búnker	Total		Diesel	Búnker	Total	
Nicaragua	-70.2	1,781.1	26,652.8	28,433.9	419.4	1,423.0	22,307.0	23,730.0	349.3
1995-2005	-70.2	1,781.1	26,652.8	28,433.9	419.4	1,423.0	22,307.0	23,730.0	349.3
1996-2005	-56.4	1,248.6	24,424.3	25,672.9	374.4	1,320.0	20,265.0	21,585.0	318.0
1995-2000	(27.4)	829.7	11,149.8	14,263.7	210.0	629.0	11,881.0	12,510.0	182.7
1996-2000	-13.6	341.5	11,151.2	11,492.7	165.0	526.0	9,839.0	10,365.0	151.4
2001-2005	-42.8	907.1	13,273.1	14,180.2	209.4	794.0	10,426.0	11,220.0	166.6
1995	-13.8	532.5	2,228.5	2,761.0	45.0	103	2042	2,145.0	31.3
1996	-1.7	146.2	2,239.5	2,385.7	35.2	140	2129	2,269.0	33.4
1997	-0.3	97.3	2,245.2	2,342.5	34.0	155	2118	2,273.0	33.7
1998	-1.5	30.5	2,239.1	2,269.6	32.1	102	2002	2,104.0	30.7
1999	-7.0	23.2	2,197.5	2,220.7	31.4	30	1687	1,717.0	24.4
2000	-3.2	44.3	2,229.9	2,274.2	32.4	99	1903	2,002.0	29.2
2001	-0.3	180.4	2,243.9	2,424.3	36.1	255	2082	2,337.0	35.8
2002	4.5	269.6	2,249.8	2,519.4	38.5	480	2183	2,663.0	43.0
2003	-10.3	172.7	2,219.8	2,392.5	35.6	57	1697	1,754.0	25.2
2004	-20.8	148.1	3,438.1	3,586.2	52.0	0	2226	2,226.0	31.2
2005	-15.9	136.3	3,121.5	3,257.8	47.2	2	2238	2,240.0	31.4
Costa Rica	33.0	2,787.4	2,934.3	5,721.7	113.6	4,762.0	1,627.0	6,389.0	146.6
1995-2005	33.0	2,787.4	2,934.3	5,721.7	113.6	4,762.0	1,627.0	6,389.0	146.6
1996-2005	29.1	2,057.5	2,495.6	4,553.1	88.4	3,875.0	1,198.0	5,071.0	117.5
1995-2000	(4.4)	1,216.7	1,894.6	3,434.1	64.2	1,676.0	1,158.0	2,932.0	69.8
1996-2000	-8.4	612.0	1,653.5	2,265.5	39.1	789.0	725.0	1,514.0	30.7
2001-2005	37.5	1,445.5	842.1	2,287.6	49.4	3,086.0	471.0	3,557.0	86.8
1995	4.0	729.9	438.7	1,168.6	25.1	887	431	1,318.0	29.1
1996	6.0	203.1	427.3	630.4	11.3	476	349	825.0	17.3
1997	-4.5	204.0	427.2	631.2	11.3	158	192	350.0	6.8
1998	-5.5	51.8	312.0	363.8	5.7	0	16	16.0	0.2
1999	-1.9	27.9	289.4	317.3	4.8	57	98	155.0	2.9
2000	-2.5	125.2	197.6	322.8	6.0	98	70	168.0	3.5
2001	-2.5	248.5	221.5	470.0	9.6	224	85	309.0	7.0
2002	2.6	300.9	170.9	471.8	10.2	453	75	528.0	12.8
2003	8.5	319.4	162.5	481.9	10.6	686	92	778.0	19.1
2004	15.4	404.2	153.1	557.3	12.7	1009	130	1,139.0	28.1
2005	13.4	172.5	134.1	306.6	6.4	714	89	803.0	19.8
Panamá	29.5	2,804.0	26,929.0	29,733.0	449.9	4,344.0	26,173.0	30,517.0	479.4
1995-2005	29.5	2,804.0	26,929.0	29,733.0	449.9	4,344.0	26,173.0	30,517.0	479.4
1996-2005	26.4	2,043.0	25,585.5	27,628.5	411.3	3,658.0	24,470.0	28,128.0	437.7
1995-2000	(15.8)	1,628.0	12,130.9	16,536.7	252.9	1,918.0	13,377.0	15,295.0	237.1
1996-2000	-18.9	1,025.1	13,407.1	14,432.2	214.4	1,232.0	11,674.0	12,906.0	195.5
2001-2005	45.3	1,017.9	12,178.4	13,196.3	197.0	2,426.0	12,796.0	15,222.0	242.2
1995	3.1	761.0	1,343.5	2,104.5	38.6	686	1703	2,389.0	41.7
1996	-18.7	335.2	2,780.6	3,115.8	47.6	39	1996	2,035.0	29.0
1997	-12.1	326.2	2,779.6	3,105.8	47.4	143	2253	2,396.0	35.3
1998	3.3	116.5	2,625.4	2,741.9	39.8	339	2451	2,790.0	43.1
1999	1.2	89.1	2,601.8	2,690.9	38.7	243	2400	2,643.0	39.9
2000	7.4	158.1	2,619.7	2,777.8	40.8	488	2574	3,042.0	48.2
2001	0.9	201.1	2,706.2	2,907.3	43.1	283	2615	2,898.0	44.0
2002	9.4	230.5	2,473.7	2,704.2	40.6	551	2549	3,100.0	50.0
2003	19.7	263.8	2,435.7	2,699.5	41.0	899	2664	3,563.0	60.7
2004	-0.5	201.9	2,424.0	2,625.9	39.2	211	2371	2,582.0	38.7
2005	15.8	120.6	2,138.8	2,259.4	33.1	482	2597	3,079.0	48.9

Cuadro 19
ISTMO CENTROAMERICANO: ESTIMACION DE LOS AHORROS DE LA OPERACION COORDINADA 1/
ESCENARIO HIDROLOGICO 80%
(millones de dólares)

	Total Istmo			Guatemala			El Salvador			Honduras			Nicaragua			Costa Rica			Panamá		
	Aislado	Interco- nectado	Ahorro	Aislado	Interco- nectado	Ahorro	Aislado	Interco- nectado	Ahorro	Aislado	Interco- nectado	Ahorro	Aislado	Interco- nectado	Ahorro	Aislado	Interco- nectado	Ahorro	Aislado	Interco- nectado	Ahorro
1995-2005	3288.4	2924.7	363.7	866.7	683.0	183.7	682.9	897.2	-214.3	744.6	327.3	417.3	367.5	452.4	-84.9	147.2	114.9	32.3	479.5	449.9	29.6
1996-2005	3008.2	2642.4	365.8	795.3	623.9	171.4	643.6	848.3	-202.7	677.4	262.4	415.0	336.2	408.9	-72.7	117.9	89.6	28.3	437.8	411.3	26.5
1996-2000	1308.3	1136.2	172.1	367.2	307.6	59.6	258.2	300.9	-42.7	294.5	90.4	204.1	161.9	183.1	-21.2	31.0	39.9	-8.9	195.5	214.3	-18.8
2001-2005	1699.9	1506.2	193.7	428.1	316.3	111.8	386.4	545.4	-160.0	382.9	172.0	210.9	174.3	225.8	-51.5	86.9	49.7	37.2	242.3	197.0	45.3
1995	280.2	282.3	-2.1	71.4	59.1	12.3	39.3	50.9	-11.6	67.2	64.9	2.3	31.3	43.5	-12.2	29.3	25.3	4.0	41.7	38.6	3.1
1996	253.6	231.6	22.0	73.6	50.9	22.7	45.2	59.7	-14.5	52.2	23.0	29.2	36.2	38.9	-2.7	17.4	11.5	5.9	29.0	47.6	-18.6
1997	251.5	239.9	11.6	68.4	73.3	-4.9	52.8	48.8	4.0	51.7	21.2	30.5	36.4	37.7	-1.3	6.9	11.5	-4.6	35.3	47.4	-12.1
1998	253.7	208.5	45.2	71.5	63.5	8.0	51.3	49.8	1.5	54.8	13.7	41.1	32.8	35.8	-3.0	0.2	5.9	-5.7	43.1	39.8	3.3
1999	261.5	217.2	44.3	74.0	57.4	16.6	52.3	69.5	-17.2	66.9	12.0	54.9	25.5	34.7	-9.2	2.9	4.9	-2.0	39.9	38.7	1.2
2000	288.0	239.0	49.0	79.7	62.5	17.2	56.6	73.1	-16.5	68.9	20.5	48.4	31.0	36.0	-5.0	3.6	6.1	-2.5	48.2	40.8	7.4
2001	309.4	274.2	35.2	76.5	71.2	5.3	64.9	80.6	-15.7	78.6	29.8	48.8	38.4	39.9	-1.5	7.0	9.6	-2.6	44.0	43.1	0.9
2002	336.4	301.6	34.8	73.9	76.0	-2.1	72.0	95.2	-23.2	81.3	37.2	44.1	46.4	42.3	4.1	12.8	10.3	2.5	50.0	40.6	9.4
2003	342.1	302.9	39.2	84.1	68.1	16.0	73.3	110.8	-37.5	78.2	33.2	45.0	26.6	39.1	-12.5	19.2	10.7	8.5	60.7	41.0	19.7
2004	359.5	325.0	34.5	96.8	58.1	38.7	82.7	122.4	-39.7	81.9	37.4	44.5	31.3	55.2	-23.9	28.1	12.7	15.4	38.7	39.2	-0.5
2005	352.5	302.5	50.0	96.8	42.9	53.9	92.5	136.4	-43.9	62.9	34.4	28.5	31.6	49.3	-17.7	19.8	6.4	13.4	48.9	33.1	15.8

- 1 Los ahorros a los que se refiere este cuadro estan constituidos por la disminución de la factura petrolera (ver detalle en el cuadro 18) y por la disminución de las compras de energía de las empresas públicas a algunos autoprodutores térmicos.
2 El orden de los países se presenta de acuerdo a su ubicación geográfica, de norte a sur.

Cuadro 20
**ISTMO CENTROAMERICANO: COMPARACION
 DE LOS PRINCIPALES AHORROS
 DERIVADOS DE LA OPERACION COORDINADA
 HIDROLOGIA DEL 80 %
 (millones de dólares)**

	Totales	Ahorros	
		Disminución del pago a autoproduc- tores	Disminución factura petrolera
TOTAL	363.4	136.2	227.2
1996-2005	365.5	133.9	231.6
1996-2000	172.1	77.7	94.4
2001-2005	193.4	56.2	137.2
1995	-2.1	4.6	-6.7
1996	22.0	17.3	4.7
1997	11.6	6.7	4.9
1998	45.2	11.8	33.4
1999	44.3	12.8	31.5
2000	49.0	29.1	19.9
2001	35.2	9.0	26.2
2002	34.8	9.8	25.0
2003	39.2	7.8	31.4
2004	34.2	13.4	20.8
2005	50.0	16.2	33.8

Fuente: CEPAL, resultados de simulaciones realizadas con
 datos proporcionados por las empresas eléctricas.

Gráfico 4

COSTA RICA: CAPACIDAD INSTALADA Y DEMANDA DE POTENCIA

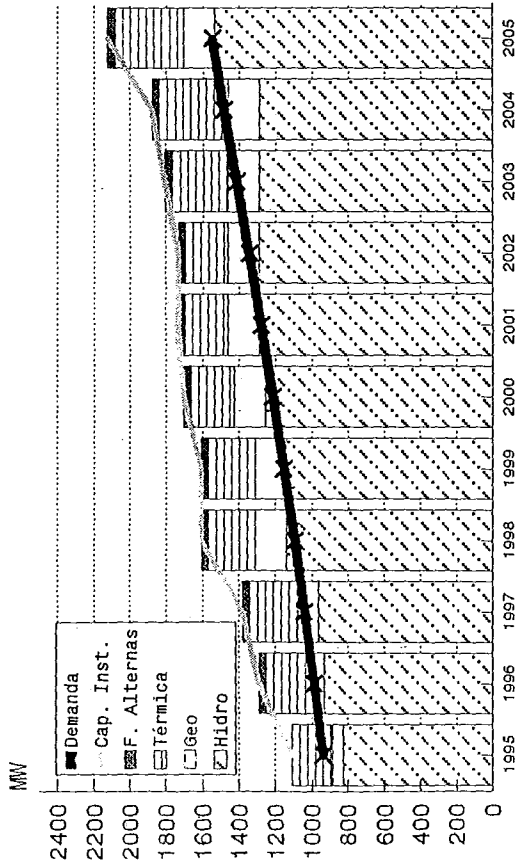


Gráfico 5

COSTA RICA: DISPONIBILIDAD Y REQUERIMIENTOS DE ENERGIA (ESCENARIO HIDROLOGICO 80%)

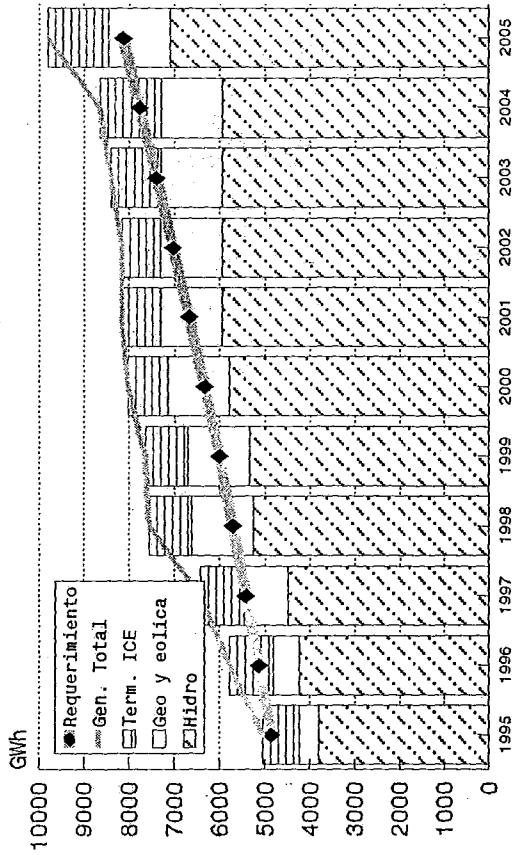


Gráfico 6

EL SALVADOR: CAPACIDAD INSTALADA Y DEMANDA DE POTENCIA

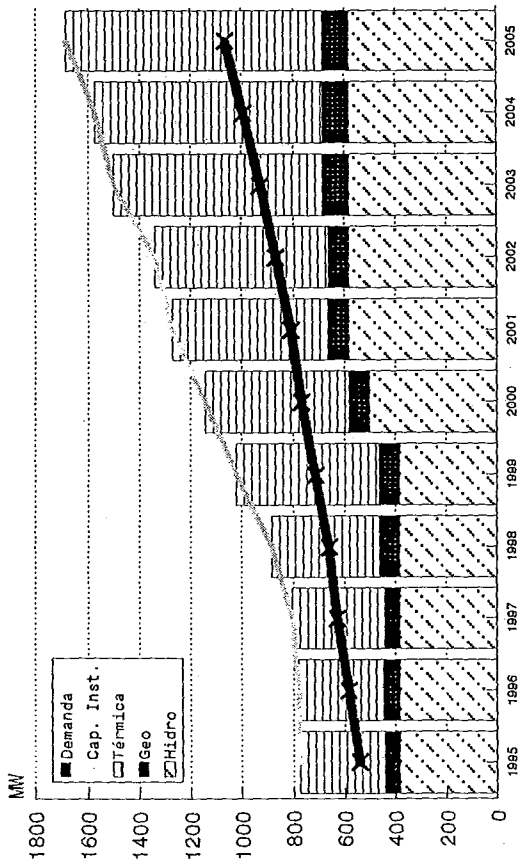
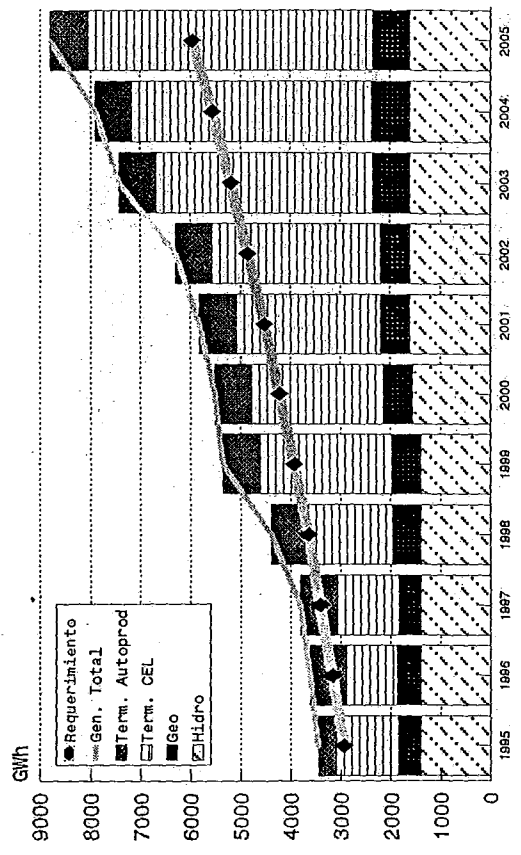


Gráfico 7

EL SALVADOR: DISPONIBILIDAD Y REQUERIMIENTOS DE ENERGIA (ESCENARIO HIDROLOGICO 80%)



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 8

GUATEMALA: CAPACIDAD INSTALADA Y DEMANDA DE POTENCIA

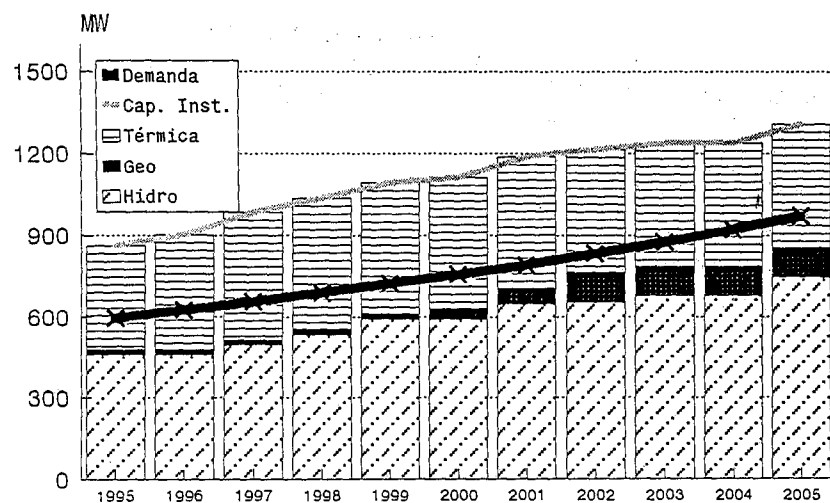


Gráfico 9

GUATEMALA: DISPONIBILIDAD Y REQUERIMIENTOS DE ENERGIA (ESCENARIO HIDROLOGICO 80%)

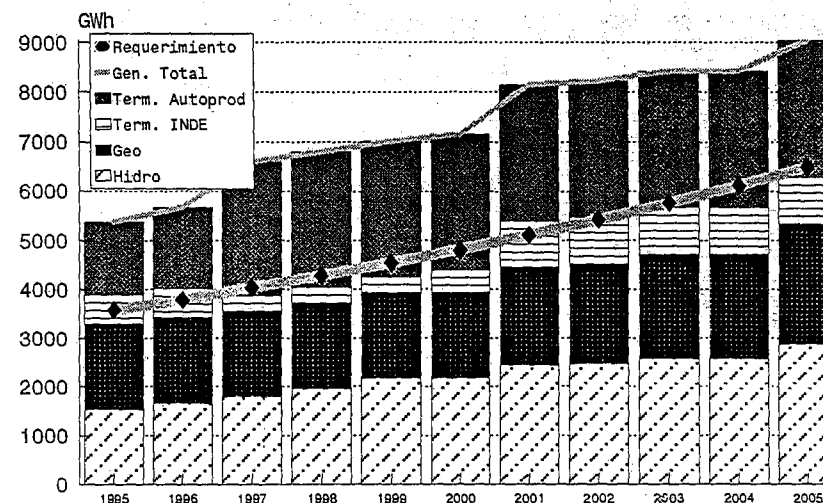


Gráfico 10

HONDURAS: CAPACIDAD INSTALADA Y DEMANDA DE POTENCIA

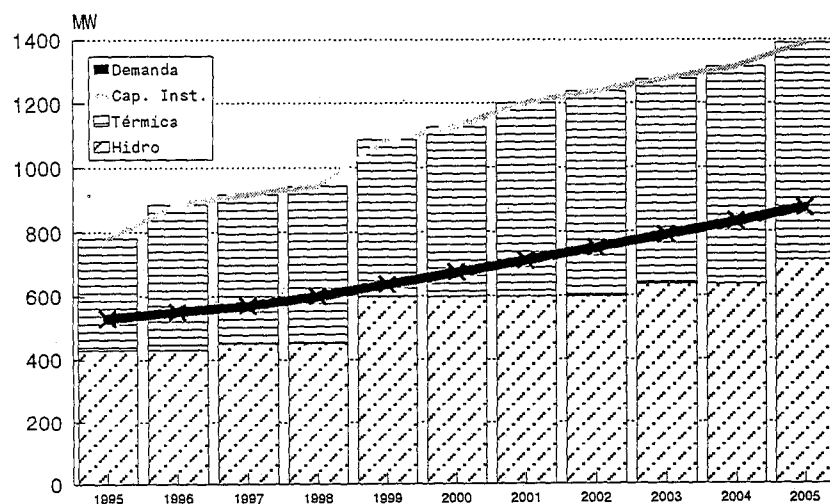
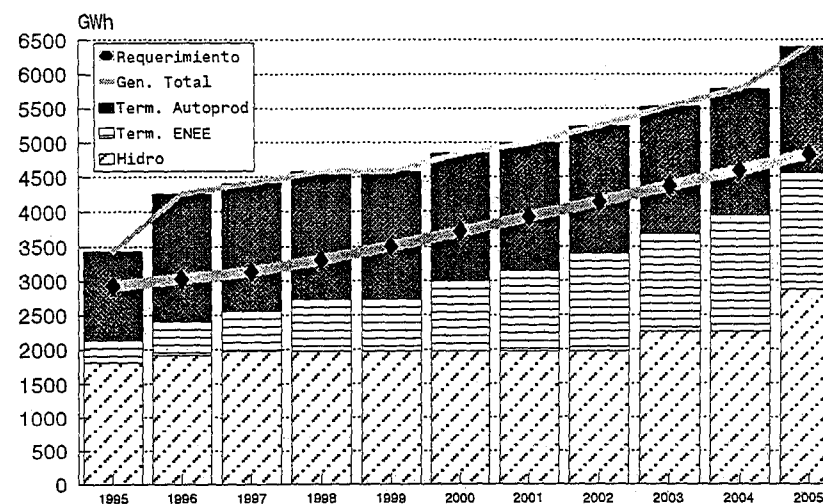


Gráfico 11

HONDURAS: DISPONIBILIDAD Y REQUERIMIENTOS DE ENERGIA (ESCENARIO HIDROLOGICO 80%)



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 12
NICARAGUA: CAPACIDAD INSTALADA Y DEMANDA DE POTENCIA

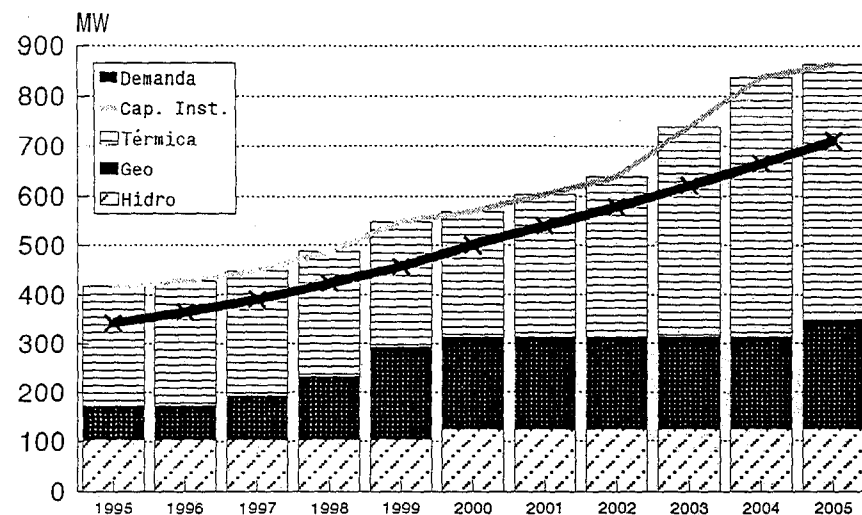


Gráfico 13
NICARAGUA: DISPONIBILIDAD Y REQUERIMIENTOS DE ENERGIA (ESCENARIO HIDROLOGICO 80%)

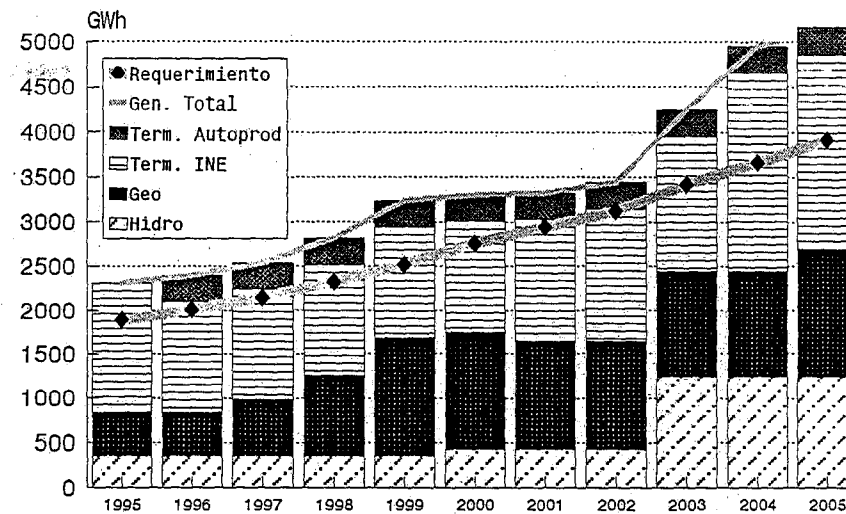


Gráfico 14
PANAMA: CAPACIDAD INSTALADA Y DEMANDA DE POTENCIA

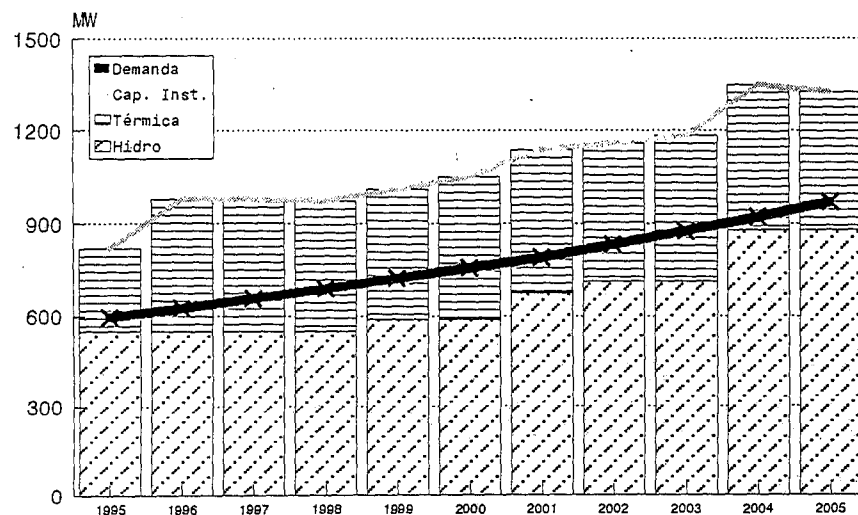
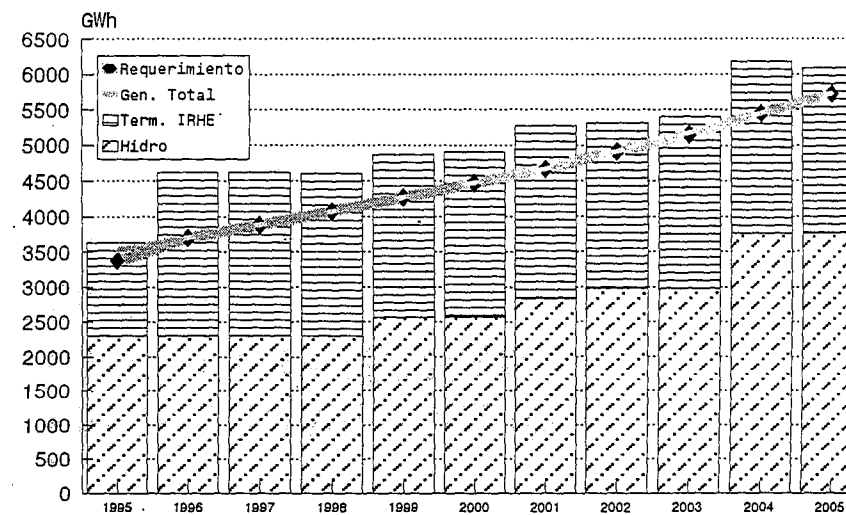
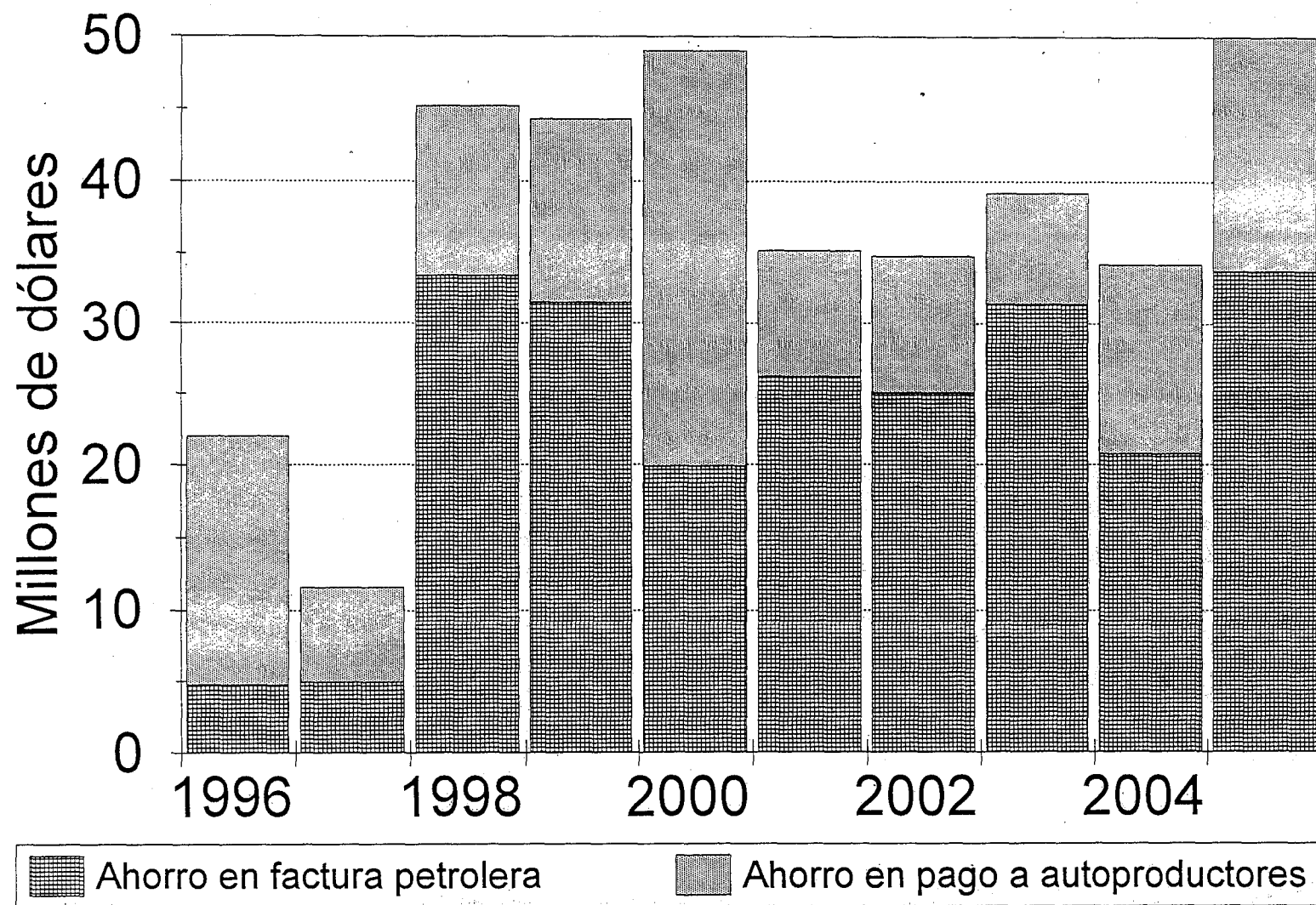


Gráfico 15
PANAMA: DISPONIBILIDAD Y REQUERIMIENTOS DE ENERGIA (ESCENARIO HIDROLOGICO 80%)



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 16
**ISTMO CENTROAMERICANO: PRINCIPALES
 AHORROS DE LA OPERACION COORDINADA**
 (HIDROLOGIA DEL 80 %)



Anexo I

**ISTMO CENTROAMERICANO: PROGRAMAS DE INVERSION EN
PROYECTOS DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA**

Cuadro I-1
COSTA RICA: PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION

	Año de entrada	Costo	Potencia	Costo	FLUJOS DE INVERSIONES 1/											
		(millones dólares)	Instalada MW	por KW (\$/KW)	(millones de dólares)											
					1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
TOTAL PAIS					183.5	305.6	239.2	189.5	45.2	52.8	119.5	121.4	147.2	155.0	174.1	153.3
Total ICE					140.1	253.2	201.8	151.9	0.0	0.0	104.2	121.4	147.2	155.0	174.1	153.3
1. Proyectos Hidroeléctricos					93.8	151.8	112.9	112.9	0.0	0.0	104.2	104.2	104.2	104.2	124.2	103.4
Toro I	1995	43.1	24.0	1795.8	17.2											
Daniel Gutierrez	1996	40.6	20.0	2030.4	16.2	16.2										
Toro II	1996	56.6	66.0	857.9	22.6	22.6										
Angostura	1998	376.4	177.0	2126.4	37.6	112.9	112.9	112.9								
Guayabo	2005	521.1	234.0	2227.0							104.2	104.2	104.2	104.2	104.2	
Laguna Hule	2007	99.8	66.6	1498.6											20.0	39.9
Los Llanos	2008	142.8	99.0	1442.3												28.6
Pacuare	2009	349.1	156.0	2237.7												34.9
Ayil	2011	253.2	127.0	1993.9												
Siquirres I	2012	633.2	206.0	3073.6												
Siquirres II	2014	140.8	206.0	683.5												
2. Proyectos Geotérmicos					25.0	69.4	88.9	39.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.0	49.9	49.9
Miravalles II	1997	124.8	55.0	2268.9	25.0	49.9	49.9									
Miravalles III	1998	97.5	55.0	1773.5		19.5	39.0	39.0								
Tenorio	2006	124.8	55.0	2268.9										25.0	49.9	49.9
3. Proyectos Térmicos					8.6	12.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17.2	43.0	25.8	0.0	0.0
Turbina de Gas	1996	21.5	36.0	597.1	8.6	12.9										
Turbinas de Gas	2003	43.0	72.0	597.1								17.2	25.8			
Turbinas de Gas	2004	43.0	72.0	597.1									17.2	25.8		
5. Eólicas					12.7	19.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Tejona	1996	31.9	20.0	1592.5	12.7	19.1										
6. Inversiones Privadas 2/				7032.5	43.4	52.3	37.3	37.5	45.2	52.8	15.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Autoprodutor I	1995	8.7	8.0	1088.0	3.5											
Autoprodutor II	1996	37.0	34.0	1088.0	14.8	14.8										
Autoprodutor III	1996	31.9	20.0	1592.5	12.7	12.7										
Autoprodutor IV	1997	62.0	57.0	1088.0	12.4	24.8	24.8									
Autoprodutor V	2000	125.1	115.0	1088.0			12.5	37.5	37.5	37.5						
Autoprodutor VI	2001	38.1	35.0	1088.0					7.6	15.2	15.2					

Fuente: Planes de expansión de las empresas eléctricas y estimaciones de CEPAL.

Notas:

- 1 Los flujos de inversión han sido calculados de acuerdo a la distribución en proyectos típicos.
- 2 Para calcular la inversión de proyectos hidroeléctricos privados, en la estimación de las inversiones se ha supuesto una rentabilidad del inversionista a partir del precio fijado para el kWh.
- 3 El autoprodutor III corresponde a una central eólica.

Cuadro I-2
EL SALVADOR: PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION

					FLUJOS DE INVERSIONES 1/												
		Año de entrada	Costo (millones dólares)	Potencia Instalada MW	Costo por KW (\$/KW)	(millones de dólares)											
						1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
TOTAL PAIS						50.7	126.0	165.8	187.0	140.5	106.0	133.0	164.9	180.9	130.7	134.4	134.4
Total CEL						17.0	75.5	165.8	187.0	140.5	106.0	133.0	164.9	180.9	130.7	134.4	134.4
1.	Proyectos Hidroeléctricos					0.0	0.0	14.8	44.4	64.1	83.8	39.4	0.0	0.0	9.9	19.7	19.7
	Exp. 5 de Noviembre	2000	147.9	120.0	1232.4			14.8	44.4	44.4	44.4						
	San Marcos	2001	98.6	80.0	1232.4					19.7	39.4	39.4					
	Expansión San Marcos	2006	49.3	40.0	1232.4										9.9	19.7	19.7
2.	Proyectos Geotérmicos					10.9	32.7	43.6	21.8	0.0	0.0	10.9	21.8	21.8	0.0	0.0	0.0
	Berlín I	1997	54.5	24.0	2268.9	10.9	21.8	21.8									
	Berlín II	1998	54.5	24.0	2268.9		10.9	21.8	21.8								
	San Vicente I	2003	54.5	24.0	2268.9							10.9	21.8	21.8			
3.	Proyectos Térmicos					6.2	42.9	107.5	120.9	76.4	22.2	82.7	143.1	159.1	120.9	114.7	114.7
	Vapor Ciclo Combinado	1997	30.8	32.0	961	6.2	12.3	12.3									
	Turbina de Gas	1997	20.8	33.0	631.8		8.3	12.5									
	Vapor 1	1998	111.1	75.0	1481.2		22.2	44.4	44.4								
	Vapor 2, 3	1999	191.1	150.0	1273.9			38.2	76.4	76.4							
5.	Vapor 2, 3	2002	111.1	75.0	1481.2						22.2	44.4	44.4				
	Vapor 5, 6	2003	191.1	150.0	1273.9							38.2	76.4	76.4			
	Vapor 7	2004	111.1	75.0	1481.2								22.2	44.4	44.4		
	Vapor 8, 9	2005	191.1	150.0	1273.9									38.2	76.4	76.4	
	Vapor 9, 10	2007	191.1	150.0	1273.9											38.2	76.4
	Vapor 11, 12	2008	191.1	150.0	1273.9												38.2
6.	Inversiones Privadas 2/				1050.7	33.6	50.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Autoproduccion (Diesel)	1995	84.1	80.0	1050.7	33.6	50.4										

Fuente: Planes de expansión de las empresas eléctricas y estimaciones de CEPAL.

Notas:

- 1 Los flujos de inversión han sido calculados de acuerdo a la distribución en proyectos típicos.
- 2 Para calcular la inversión de proyectos hidroeléctricos privados, en la estimación de las inversiones se ha supuesto una rentabilidad del inversionista a partir del precio fijado para el kWh.
- 3 Costo de las centrales geotérmicas de acuerdo a valores típicos en otros países de la región

Cuadro I-3
GUATEMALA: PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION

					FLUJOS DE INVERSIONES 1/											
					(millones de dólares)											
	Año de entrada	Costo (millones dólares)	Potencia Instalada MW	Costo por KW (\$/KW)	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
	TOTAL PAIS				68.7	110.5	117.0	47.0	81.6	120.2	139.5	104.4	120.4	320.4	261.5	192.5
	Total INDE				0.0	0.0	0.0	9.1	57.2	120.2	139.5	104.4	120.4	320.4	261.5	192.5
1.	Proyectos Hidroeléctricos				0.0	0.0	0.0	0.0	30.0	61.2	76.0	59.0	120.4	320.4	261.5	192.5
	Santa María	2001	149.9	60.0	2498.0				30.0	60.0	60.0					
	Palín	2002	6.4	8.0	800.0					1.3	2.6	2.6				
	El Palmar	2003	67.4	23.0	2930.0						13.5	27.0	27.0			
	Camotán	2004	147.4	59.0	2498.0							29.5	59.0	59.0		
	Oregano	2005	172.4	69.0	2498.0								34.5	68.9	68.9	
	Chulac	2008	962.6	334.0	2882.0									192.5	192.5	192.5
2.	Proyectos Geotérmicos				0.0	0.0	0.0	9.1	27.2	59.0	63.5	45.4	0.0	0.0	0.0	0.0
	Amatitlán	2000	45.4	20.0	2268.9			9.1	18.2	18.2						
	Zunil II	2001	45.4	20.0	2268.9				9.1	18.2	18.2					
	Tecuamburro	2002	113.4	50.0	2268.9					22.7	45.4	45.4				
3.	Proyectos Térmicos				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.	Inversiones Privadas 2/				13842.8	68.7	110.5	117.0	37.9	24.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Cogenerador II	1995	26.4	36	733.3	10.6										
	Hidro Bobos	1995	13.2	10	1315.4	5.3	5.3									
	Geo Zunil I	1995	17.9	24	747.9	7.2	7.2									
	Cogenerador III	1996	29.3	40	733.3	5.9	11.7	11.7								
	H. Matanzas	1997	10.8	10	1075.6	2.2	4.3	4.3								
	H. Las Cuevas	1997	28.0	25	1119.4	5.6	11.2	11.2								
	H. Turingia	1997	0.9	1.0	939.7	0.2	0.4	0.4								
	Vapor	1997	130.0	100.0	1300.0	26.0	52.0	52.0								
	Cogenerador IV	1997	29.3	40.0	733.3	5.9	11.7	11.7								
	Río Hondo II	1998	21.6	30.0	720.6		4.3	8.6	8.6							
	H. Pasabien	1998	4.8	10.0	482.3		1.0	1.9	1.9							
	Cogenerador 5	1998	7.3	10.0	733.3		1.5	2.9	2.9							
	H. Trece Aguas	1999	10.7	10	1069.5			2.1	4.3	4.3						
	Rosa verde	1999	5.3	5	1069.5			1.1	2.1	2.1						
	Renace	1999	44.9	42	1069.7			9.0	18.0	18.0						

Fuente: Planes de expansión de las empresas eléctricas y estimaciones de CEPAL.

Notas:

- 1 Los flujos de inversión han sido calculados de acuerdo a la distribución en proyectos típicos.
- 2 Para calcular la inversión de proyectos hidroeléctricos privados, en la estimación de las inversiones se ha supuesto una rentabilidad del inversionista a partir del precio fijado para el kWh.
- 3 Costo de las centrales geotérmicas de acuerdo a valores típicos en otros países de la región

Cuadro I-4
HONDURAS: PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION

					FLUJOS DE INVERSIONES 1/											
					(millones de dólares)											
	Año de entrada	Costo (millones dólares)	Potencia Instalada MW	Costo por KW (\$/KW)	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
TOTAL PAIS					82.2	87.4	56.1	38.9	38.7	44.6	61.6	48.6	98.5	164.7	198.4	83.9
Total ENEE					0.0	22.8	56.1	38.9	38.7	44.6	61.6	48.6	98.5	164.7	198.4	83.9
1.	Proyectos Hidroeléctricos				0.0	8.0	23.9	23.9	23.9	8.8	26.4	26.4	83.7	142.5	198.4	83.9
	Nacaome	1997	n.d.	20.0	n.d.											
	Expansión El Cajón	1999	79.7	146.0	546.0		8.0	23.9	23.9							
	El Cangrejal	2003	88.0	40.0	2201.0					8.8	26.4	26.4	26.4			
	Patuca	2005	286.2	193.4	1480.0								57.2	114.5	114.5	
	Los LLanitos	2007	279.6	135	2071.0									28.0	83.9	83.9
2.	Proyectos Geotérmicos				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.	Proyectos Térmicos				0.0	14.8	32.2	15.0	14.8	35.8	35.2	22.2	14.8	22.2	0.0	0.0
	Diesel	1996	25.0	32.0	1164		10.0	15.0								
	Diesel	1997	12.0	33.0	1164		4.8	7.2								
	Diesel	1998	25.0	75.0	1164			10.0	15.0							
	Diesel	2000	37.0	150.0	1164				14.8	22.2						
5.	T. de gas	2001	34.0	40.0	816					13.6	20.4					
	Diesel	2002	37.0	150.0	1164						14.8	22.2				
	Diesel	2004	37.0	75.0	1164								14.8	22.2		
6.	Inversiones Privadas 2/			3144	82.2	64.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Elcosa II	1995	65.2	56	1164	39.1										
	Autoproductor II	1995	61.2	75	816	24.5	36.7									
	Autoproductor III	1995	46.6	40.0	1164	18.6	27.9									

Fuente: Planes de expansión de las empresas eléctricas y estimaciones de CEPAL.

Notas:

- 1 Los flujos de inversión han sido calculados de acuerdo a la distribución en proyectos típicos.
- 2 Para calcular la inversión de proyectos hidroeléctricos privados, en la estimación de las inversiones se ha supuesto una rentabilidad del inversionista a partir del precio fijado para el kWh.
- 3 Se ha supuesto que toda la inversión térmica la realiza la iniciativa privada

Cuadro I-5
NICARAGUA: PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION

					FLUJOS DE INVERSIONES 1/											
					(millones de dólares)											
					1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
TOTAL PAIS					34.0	77.5	94.9	112.0	156.6	101.2	159.7	183.4	96.5	49.4	108.1	117.4
Total INE					7.2	10.8	10.1	27.2	114.2	101.2	159.7	183.4	96.5	49.4	108.1	117.4
1.	Proyectos Hidroeléctricos				0.0	0.0	0.0	7.0	94.0	94.0	80.0	80.0	80.0	0.0	25.8	51.6
	Larreynaga	2000	35.0	20.0	1750.0			7.0	14.0	14.0						
	Brito	2003	400.0	250.0	1600.0				80.0	80.0	80.0	80.0	80.0			
	Valentín	2007	129.0	62.0	2080.0										25.8	51.6
2.	Proyectos Geotérmicos				0.0	0.0	10.1	20.2	20.2	0.0	0.0	0.0	16.5	49.4	82.3	65.9
	Patricio Arguello	1999	50.5	20.0	2525		10.1	20.2	20.2							
	El Hoyo I	2005	82.3	35.0	2352								16.5	32.9	32.9	
	El Hoyo II	2006	82.3	35.0	2352									16.5	32.9	32.9
	El Hoyo III	2007	82.3	35.0	2352										16.5	32.9
3.	Proyectos Térmicos				7.2	10.8	0.0	0.0	0.0	7.2	79.7	103.4	0.0	0.0	0.0	0.0
	T. Gas 1	1995	18.0	35.0	514.3	7.2	10.8									
	T. Gas 2	2001	18.0	35.0	514.3					7.2	10.8					
	T. Gas 3	2002	172.3	335.0	514.3						68.9	103.4				
6.	Inversiones Privadas 2/			459820.2	26.8	66.7	84.8	84.8	42.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Autoproductor	1996	40.5	46.0	880.0	16.2	24.3									
	San Jacinto I	1997	53.0	20.0	2650.0	10.6	21.2	21.2								
	San Jacinto II	1998	106.0	40.0	2650.0		21.2	42.4	42.4							
	San Jacinto III	1999	106.0	40.0	2650.0			21.2	42.4	42.4						

Fuente: Planes de expansión de las empresas eléctricas y estimaciones de CEPAL.

Notas:

- 1 Los flujos de inversión han sido calculados de acuerdo a la distribución en proyectos típicos.
- 2 Para calcular la inversión de proyectos hidroeléctricos privados, en la estimación de las inversiones se ha supuesto una rentabilidad del inversionista a partir del precio fijado para el kWh.
- 3 El costo de los proyectos geotérmicos se ha estimado en base a costos de otros proyectos de ese tipo en la región centroamericana.
- 4 En el caso de San Jacinto, parte de la inversión, en un porcentaje que podría llegar al 51%, será realizada por INE.

Cuadro I-6
PANAMA: PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION

					FLUJOS DE INVERSIONES 1/												
					(millones de dólares)												
		Año de entrada	Costo (millones dólares)	Potencia Instalada MW	Costo por KW (\$/KW)	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
TOTAL PAIS						58.7	105.5	35.0	35.0	54.8	121.6	161.0	165.8	135.7	117.9	18.0	26.9
Total IRHE						58.7	105.5	35.0	35.0	54.8	121.6	161.0	165.8	135.7	117.9	18.0	26.9
1.	Proyectos Hidroeléctricos					0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.0	75.3	153.9	117.9	117.9	0.0	0.0
	Gualaca	2002	90.0	38.0	2368.0						18.0	36.0	36.0				
	Baru	2004	392.9	165.0	2381.0							39.3	117.9	117.9	117.9		
2.	Proyectos Geotérmicos					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.	Proyectos Térmicos					58.7	105.5	35.0	35.0	54.8	103.6	85.7	11.9	17.9	0.0	18.0	26.9
	T. Gas 1 (Aeroderivativa)	2000	29.8	40.0	744					11.9	17.9						
	T. Gas 2 (Aeroderivativa)	2003	29.8	40.0	744								11.9	17.9			
	T. Gas 3 (STIG)	2006	44.9	50.0	898											18.0	26.9
	Ciclo Combinado	1996	146.8	130	1129	58.7	88.1										
	Esti I	1998	87.4	38	2300		17.5	35.0	35.0								
	Esti II	2001	214.3	87.0	2463					42.9	85.7	85.7					

Fuente: Planes de expansión de las empresas eléctricas y estimaciones de CEPAL.

Notas: 1 Los flujos de inversión han sido calculados de acuerdo a la distribución en proyectos típicos.

Anexo II

ISTMO CENTROAMERICANO: RESULTADOS DE LA OPERACION DE
LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS. PERIODO 1995-2000

Cuadro II-1

COSTA RICA : OFERTA VERSUS DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL PERIODO 1995-2005

	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000	2001	2002	2003	2004	2005
HIDROLOGIA DEL 80 % DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (GWH)											
TOTAL	5,042	5,633	6,284	7,426	7,426	7,888	8,091	8,055	8,306	8,559	9,664
PUBLICAS	4,947	5,302	5,687	6,829	6,829	6,768	6,910	6,874	7,125	7,378	8,483
HIDROELECTRICAS	3,704	3,933	3,933	4,707	4,707	4,707	4,848	4,848	4848	4848	5953
GEOTERMICAS	419	419	804	1,190	1,190	1,190	1,190	1,190	1190	1190	1190
VAPOR	70	70	70	70	70	70	70	35	35	0	0
TURBINAS DE GAS	615	741	741	741	741	741	741	741	992	1244	1244
COMBUSTION INTERNA	139	139	139	122	122	61	61	60	60	95.7	95.7
PRIVADAS	95	331	597	597	597	1,120	1,181	1,181	1,181	1,181	1,181
HIDROELECTRICAS	95	289	555	555	555	1,078	1,139	1,139	1139	1139	1139
EOLICAS	0	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
COMPONENTE HIDRO	3,799	4,222	4,489	5,263	5,263	5,785	5,987	5,987	5,987	5,987	7,092
REQUERIMIENTO (GWH)	4,850	5,123	5,403	5,692	6,002	6,327	6,667	7,021	7388	7764	8123
RESERVA (GWH)	191.9	510.4	881.0	1,734.3	1,424.3	1,561.4	1,424.0	1,034.0	918.0	794.7	1,540.7
RESERVA (%)	4.0	10.0	16.3	30.5	23.7	24.7	21.4	14.7	12.4	10.2	19.0
HIDROLOGIA DEL 50 % DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (GWH)											
COMPONENTE HIDRO.	3,933	4,498	4,805	5,801	5,801	6,406	6,590	6,590	6,590	6,590	8,026
RESERVA (GWH)	325.7	785.6	1,197.4	2,272.8	1,962.8	2,181.5	2,027.0	1,637.0	1,521.0	1,397.7	2,474.7
RESERVA (%)	6.7	15.3	22.2	39.9	32.7	34.5	30.4	23.3	20.6	18.0	30.5
HIDROLOGIA DEL 95 % DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (GWH)											
COMPONENTE HIDRO.	3,696	4,086	4,332	4,995	4,995	5,479	5,626	5,626	5,626	5,626	6,629
RESERVA (GWH)	88.7	374.1	724.4	1,467.2	1,157.2	1,254.5	1,063.0	673.0	557.0	433.7	1,077.7
RESERVA (%)	1.8	7.3	13.4	25.8	19.3	19.8	15.9	9.6	7.5	5.6	13.3

131

Cuadro II-2

EL SALVADOR : OFERTA VERSUS DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL PERIODO 1995-2005

	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000	2001	2002	2003	2004	2005
HIDROLOGIA DEL 80 % DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (GWH)											
TOTAL	3451	3621	3809	4388	5352	5515	5815	6297	7427	7909	8793
PUBLICAS	3,084	2,878	3,067	3,645	4,609	4,773	5,072	5,554	6,684	7,166	8,050
HIDROELECTRICAS	1,386	1,386	1,386	1,386	1,386	1,549	1,607	1,607	1,607	1,607	1,607
GEOTERMICAS	454	489	454	585	585	585	585	585	751	751	751
VAPOR	440	440	664	1,111	2,076	2,076	2,076	2,558	3522	4004.6	4969
TURBINAS DE GAS	804	563	563	563	563	563	804	804	804	803.7	723
PRIVADAS	367	743	743	743	743	743	743	743	743	743	743
TERMICAS	367	743	743	743	743	743	743	743	743	743	743
COMPONENTE HIDRO	1,386	1,386	1,386	1,386	1,386	1,549	1,607	1,607	1,607	1,607	1,607
REQUERIMIENTO (GWh)	2,930	3,165	3,407	3,639	3,930	4,226	4,523	4,848	5193	5561	5958
RESERVA (GWh)	521.3	455.5	402.2	748.5	1,421.9	1,289.1	1,292.0	1,449.0	2,234.0	2,348.3	2,835.0
RESERVA (%)	17.8	14.4	11.8	20.6	36.2	30.5	28.6	29.9	43.0	42.2	47.6
HIDROLOGIA DEL 50 % DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (GWH)											
COMPONENTE HIDRO.	1,637	1,637	1,637	1,637	1,637	1,637	1,710	1,710	1,710	1,710	1,710
RESERVA (GWH)	772.5	706.7	653.4	999.7	1,673.1	1,377.1	1,395.0	1,552.0	2,337.0	2,451.3	2,938.0
RESERVA (%)	26.4	22.3	19.2	27.5	42.6	32.6	30.8	32.0	45.0	44.1	49.3
HIDROLOGIA DEL 95 % DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (GWH)											
COMPONENTE HIDRO.	1,162	1,162	1,162	1,162	1,162	1,299	1,349	1,349	1,349	1,349	1,349
RESERVA (GWH)	297.2	231.4	178.1	524.4	1,197.8	1,038.6	1,034.0	1,191.0	1,976.0	2,090.3	2,577.0
RESERVA (%)	10.1	7.3	5.2	14.4	30.5	24.6	22.9	24.6	38.1	37.6	43.3

132

Cuadro II-3

GUATEMALA : OFERTA VERSUS DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL PERIODO 1995-2005

	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000	2001	2002	2003	2004	2005
HIDROLOGIA DEL 80 % DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (GWH)											
TOTAL	4,240	4,415	5,186	5,400	5,613	5,753	6,367	6,417	6,517	6,517	6,832
PUBLICAS	2,573	2,573	2,162	2,162	2,162	2,302	2,917	2,967	3,067	3,067	3,382
HIDROELECTRICAS	1,637	1,637	1,637	1,637	1,637	1,637	1,882	1,912	2,017	2,017	2,332
GEOTERMICAS						140	279	629	629	629	629
CICLO COMBINADO	168	168	0	0	0	0	335	5			
VAPOR	419	419	315	315	315	315	315	315	315	315	315
TURBINAS DE GAS	349	349	210	210	210	210	106	106	106	106	106
PRIVADAS	1,667	1,842	3,024	3,238	3,450	3,450	3,450	3,450	3,450	3,450	3,450
HIDROELECTRICAS	37	37	170	341	553	553	553	553	553	553	553
TERMICAS	1,298	1,298	2,172	2,172	2,172	2,172	2,172	2,172	2,172	2,172	2,172
COGENERACION	192	367	542	585	585	585	585	585	585	585	585
GEOTERMICAS	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
COMPONENTE HIDRO.	1,674	1,674	1,808	1,978	2,190	2,190	2,435	2,465	2,570	2,570	2,885
REQUERIMIENTO (GWH)	3,562	3,781	4,025	4,279	4,541	4,810	5,107	5,423	5,760	6,119	6,501
RESERVA (GWH)	678.1	634.1	1,160.9	1,121.2	1,071.6	942.6	1,260.4	994.3	757.0	398.0	331.0
RESERVA (%)	19.0	16.8	28.8	26.2	23.6	19.6	24.7	18.3	13.1	6.5	5.1
HIDROLOGIA DEL 50 % DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (GWH)											
COMPONENTE HIDRO.	1,911	1,911	2,068	2,271	2,519	2,519	2,800	2,835	2,958	3,197	3,502
RESERVA (GWH)	914.9	870.6	1,421.3	1,413.9	1,400.7	1,271.7	1,625.4	1,364.3	1,145.0	1,025.0	948.0
RESERVA (%)	25.7	23.0	35.3	33.0	30.8	26.4	31.8	25.2	19.9	16.8	14.6
HIDROLOGIA DEL 95 % DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (GWH)											
COMPONENTE HIDRO.	1,536	1,536	1,657	1,812	2,005	2,005	2,225	2,252	2,348	2,534	2,771
RESERVA (GWH)	539.9	495.6	1,010.4	955.1	886.7	757.7	1,050.4	781.3	535.0	362.0	217.0
RESERVA (%)	15.2	13.1	25.1	22.3	19.5	15.8	20.6	14.4	9.3	5.9	3.3

Cuadro II-4

HONDURAS: OFERTA VERSUS DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL PERIODO 1995-2005

	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000	2001	2002	2003	2004	2005
HIDROLOGIA DEL 80 % DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (GWH)											
TOTAL	3,428	4,259	4,405	4,580	4,580	4,839	4,990	5,249	5,527	5,785	6,401
PUBLICAS	2,133	2,407	2,553	2,728	2,728	2,987	3,138	3,397	3,675	3,933	4,549
HIDROELECTRICAS	1,812	1,912	1,974	1,974	1,974	1,974	1,974	1,974	2,252	2,252	2,868
TURBINAS DE GAS	321	321	321	321	321	321	472	472	472	472	472
COMBUSTION INTERNA		174	258	433	433	692	692	951	951	1,209	1,209
PRIVADAS	1,295	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852
TERMICAS	1,295	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852
COMPONENTE HIDRO	1,812	1,912	1,974	1,974	1,974	1,974	1,974	1,974	2,252	2,252	2,868
REQUERIMIENTO (GWH)	2,918	3,023	3,130	3,297	3,500	3,707	3,918	4,135	4,356	4,587	4,824 ¹³⁴
RESERVA (GWH)	510.0	1,236.0	1,275.0	1,283.0	1,080.0	1,132.0	1,072.0	1,113.5	1,171.0	1,198.0	1,577.0
RESERVA (%)	17.5	40.9	40.7	38.9	30.9	30.5	27.4	26.9	26.9	26.1	32.7
HIDROLOGIA DEL 50 % DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (GWH)											
COMPONENTE HIDRO.	2,162	2,162	2,213	2,213	2,213	2,213	2,213	2,213	2,518	2,518	3,134
RESERVA (GWH)	860.4	1,486.4	1,513.5	1,522.0	1,319.0	1,371.0	1,311.0	1,352.5	1,437.0	1,464.0	1,843.0
RESERVA (%)	29.5	49.2	48.4	46.2	37.7	37.0	33.5	32.7	33.0	31.9	38.2
HIDROLOGIA DEL 95 % DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (GWH)											
COMPONENTE HIDRO.	2,015	2,015	2,026	2,026	2,026	2,026	2,026	2,026	2,263	2,263	2,677
RESERVA (GWH)	713.2	1,339.2	1,326.9	1,335.0	1,132.0	1,184.0	1,124.0	1,165.5	1,182.0	1,209.0	1,386.0
RESERVA (%)	24.4	44.3	42.4	40.5	32.3	31.9	28.7	28.2	27.1	26.4	28.7

Cuadro II-5

NICARAGUA : OFERTA VERSUS DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL PERIODO 1995-2005

AÑO	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000	2001	2002	2003	2004	2005
HIDROLOGIA DEL 80 % DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (GWH)											
TOTAL	2310	2398	2537	2817	3236	3305	3,322	3,444	4,249	4,948	5,157
PUBLICAS	2,310	2,101	2,240	2,520	2,939	3,008	3,025	3,147	3,952	4,651	4,860
HIDROELECTRICAS	351	351	351	351	351	420	420	420	1225	1225	1225
GEOTERMICAS	489	489	629	909	1,328	1,328	1,223	1,223	1223	1223	1467
VAPOR	1,188	978	978	978	978	978	978	978	978	1677	1677
TURBINAS DE GAS	282	282	282	282	282	282	404	526	526	526	491
PRIVADAS	0	297	297	297	297	297	297	297	297	297	297
TERMICAS	0	297	297	297	297	297	297	297	297	297	297
COMPONENTE HIDRO	351	351	351	351	351	420	420	420	1225	1225	1225
REQUERIMIENTO (GWH)	1,886	2,007	2,151	2,327	2,520	2,757	2,967	3,181	3419	3662	3915
RESERVA (GWH)	424.3	390.6	386.4	489.9	716.3	548.0	355.0	263.0	830.0	1,286.0	1,242.0
RESERVA (%)	22.5	19.5	18.0	21.1	28.4	19.9	12.0	8.3	24.3	35.1	31.7
HIDROLOGIA DEL 50 % DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (GWH)											
COMPONENTE HIDRO.	435	435	435	435	435	520	520	520	1,650	1,650	1,650
RESERVA (GWH)	508.0	474.3	470.1	573.6	800.0	647.9	454.9	362.9	1,255.0	1,711.0	1,667.0
RESERVA (%)	26.9	23.6	21.9	24.6	31.7	23.5	15.3	11.4	36.7	46.7	42.6
HIDROLOGIA DEL 95 % DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (GWH)											
COMPONENTE HIDRO.	310	310	310	310	310	371	371	371	711	711	711
RESERVA (GWH)	383.0	349.3	345.1	448.6	675.0	498.5	305.5	213.5	316.0	772.0	728.0
RESERVA (%)	20.3	17.4	16.0	19.3	26.8	18.1	10.3	6.7	9.2	21.1	18.6

Cuadro II-6

PANAMA : OFERTA VERSUS DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL PERIODO 1995-2005

	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000	2001	2002	2003	2004	2005
HIDROLOGIA DEL 80 % DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (GWH)											
TOTAL	3,631	4,623	4,623	4,599	4,865	4,905	5,273	5,310	5,397	6,176	6,092
PUBLICAS	3,631	4,623	4,623	4,599	4,865	4,905	5,273	5,310	5,397	6,176	6,092
HIDROELECTRICAS	2,296	2,296	2,296	2,296	2,562	2,562	2,830	2,979	2,979	3,758	3,758
VAPOR	688	772	772	748	748	748	748	636	636	636	636
TURBINAS DE GAS	647	647	647	647	647	687	787	787	874	874	790
COMBUSTION INTERNA								0			
CICLO COMBINADO		908	908	908	908	908	908	908	908	908	908
COMPONENTE HIDRO	2296	2296	2296	2296	2562	2562	2830	2979	2979	3758	3758
REQUERIMIENTO (GWH)	3,518	3,696	3,879	4,069	4,266	4,468	4,668	4,916	5174	5444	5727
RESERVA (GWH)	113.3	927.3	744.3	530.1	599.4	437.4	605.0	394.0	223.0	732.0	365.0
RESERVA (%)	3.2	25.1	19.2	13.0	14.1	9.8	13.0	8.0	4.3	13.4	6.4
HIDROLOGIA DEL 50 % DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (GWH)											
COMPONENTE HIDRO.	2,612	2,612	2,612	2,612	2,851	2,851	3,272	3,446	3,446	4,296	4,296
RESERVA (GWH)	429.0	1,243.0	1,060.0	845.8	887.5	725.5	1,047.0	861.0	690.0	1,270.0	903.0
RESERVA (%)	12.2	33.6	27.3	20.8	20.8	16.2	22.4	17.5	13.3	23.3	15.8
HIDROLOGIA DEL 95 % DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (GWH)											
COMPONENTE HIDRO.	1,852	1,852	1,852	1,852	2,057	2,057	2,400	2,537	2,537	3,281	3,281
RESERVA (GWH)	(331.0)	483.0	300.0	85.8	93.8	(68.2)	175.0	(48.0)	(219.0)	255.0	(112.0)
RESERVA (%)	(9.4)	13.1	7.7	2.1	2.2	(1.5)	3.7	(1.0)	(4.2)	4.7	(2.0)

136

Gráfico II-1
COSTA RICA: CONSUMO DE COMBUSTIBLES
 OPERACION AISLADA HIDROLOGIA 80 %

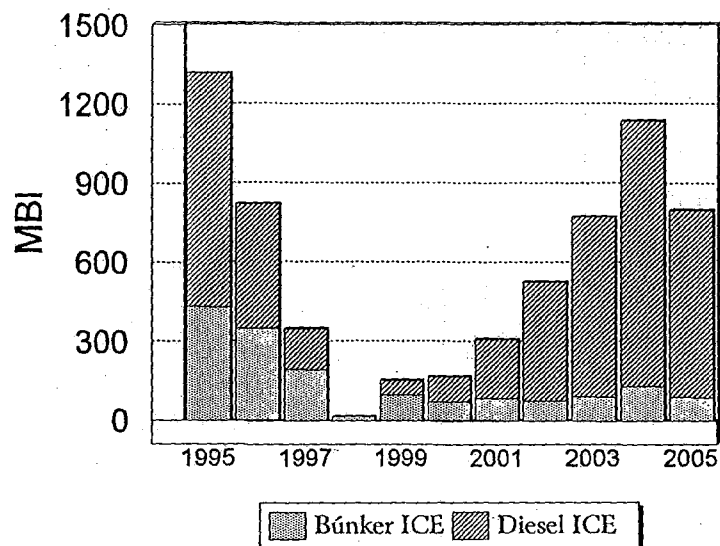


Gráfico II-2
COSTA RICA: COSTO DE COMBUSTIBLES
 OPERACION AISLADA HIDROLOGIA 80 %

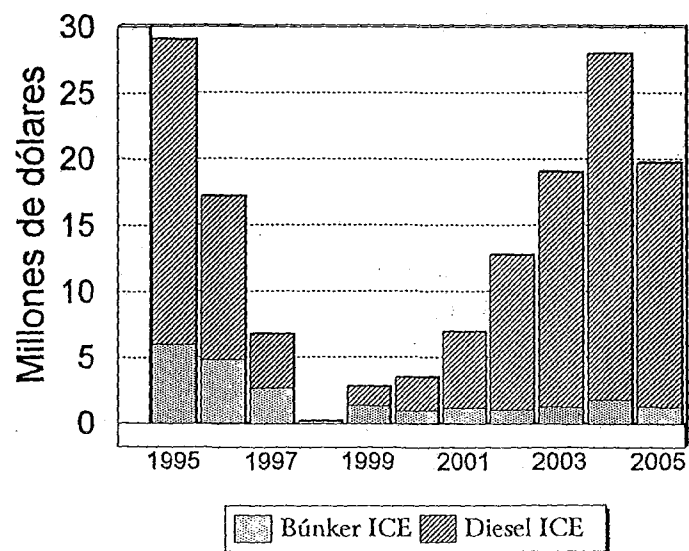


Gráfico II-3
EL SALVADOR: CONSUMO DE COMBUSTIBLES
 OPERACION AISLADA HIDROLOGIA 80 %

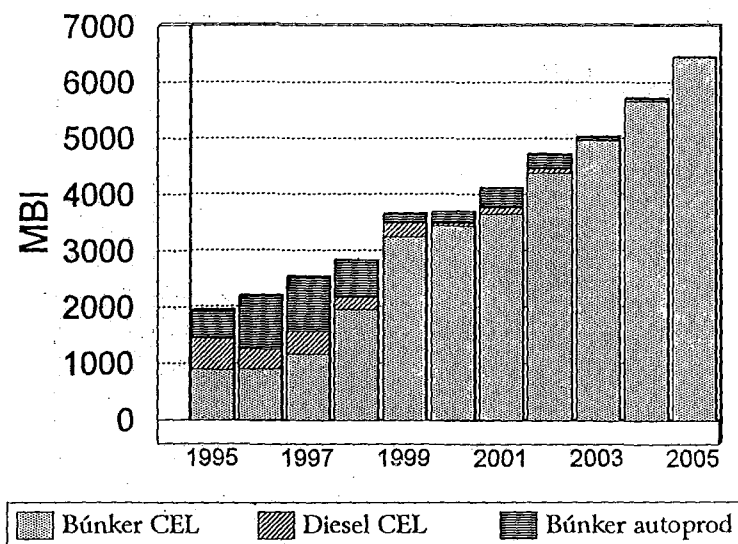


Gráfico II-4
EL SALVADOR: COSTO DE COMBUSTIBLES
 OPERACION AISLADA HIDROLOGIA 80 %

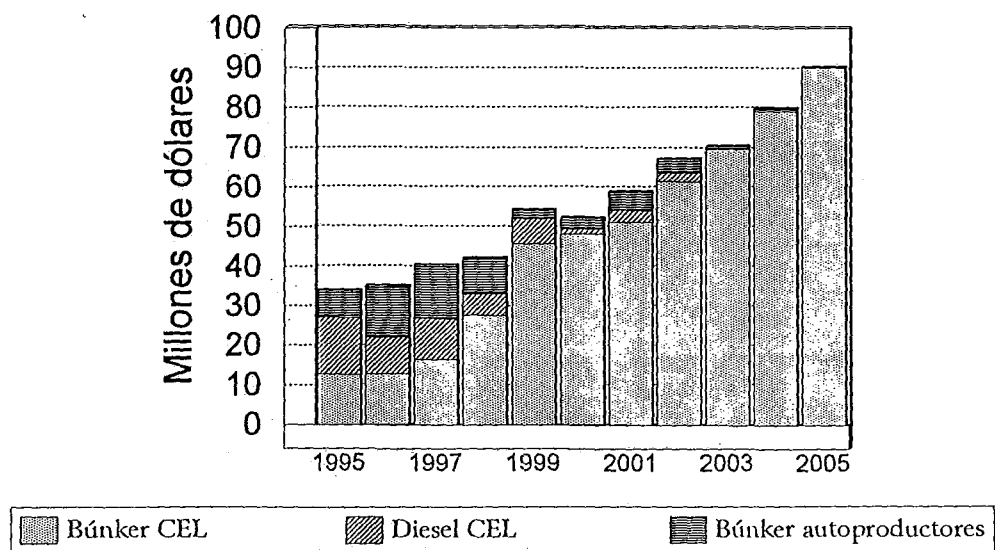


Gráfico II-5
GUATEMALA: CONSUMO DE COMBUSTIBLES
 OPERACION AISLADA HIDROLOGIA 80 %

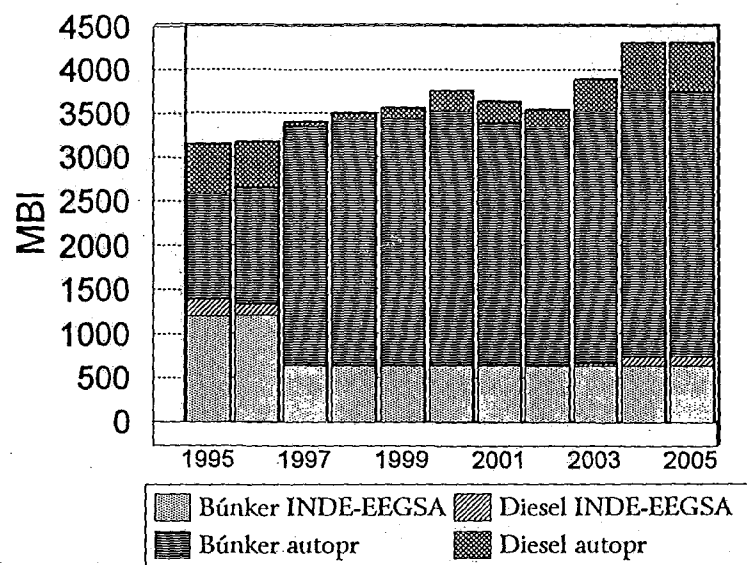


Gráfico II-6
GUATEMALA: COSTO DE COMBUSTIBLES
 OPERACION AISLADA HIDROLOGIA 80 %

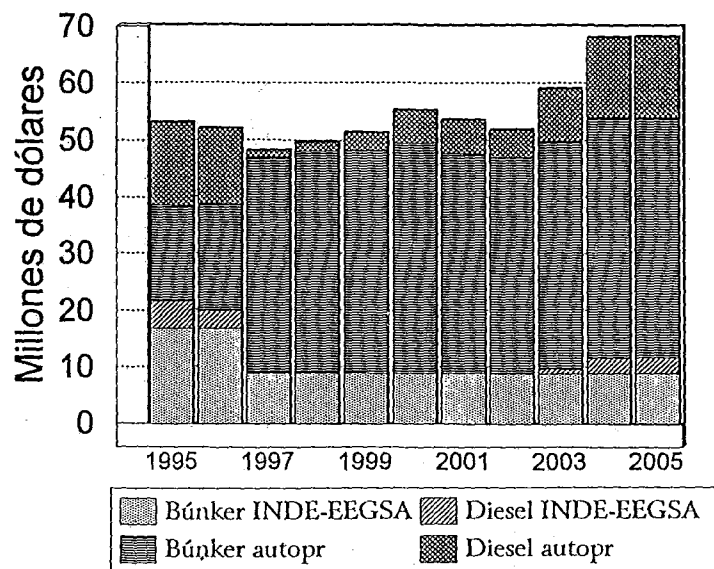


Gráfico II-7
HONDURAS: CONSUMO DE COMBUSTIBLES
 OPERACION AISLADA HIDROLOGIA 80 %

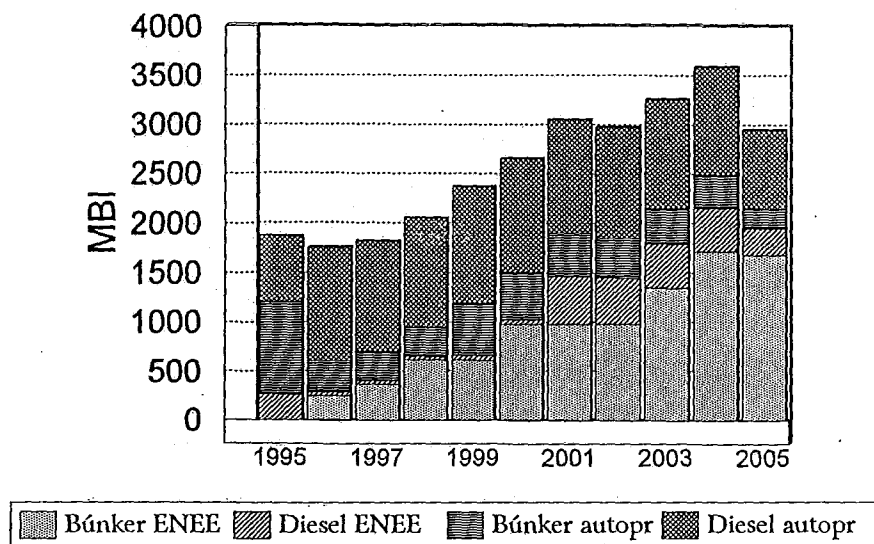


Gráfico II-8
HONDURAS: COSTO DE COMBUSTIBLES
 OPERACION AISLADA HIDROLOGIA 80 %

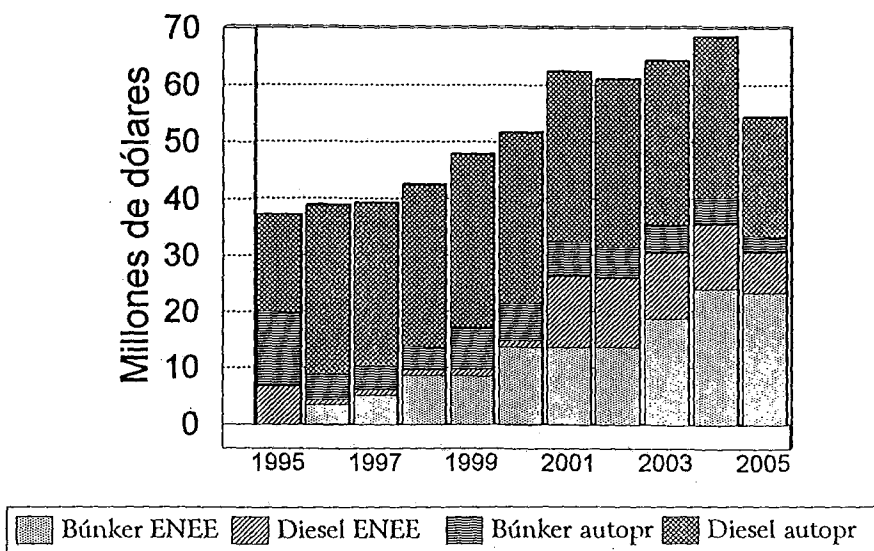


Gráfico II-9
NICARAGUA: CONSUMO DE COMBUSTIBLES
OPERACION AISLADA HIDROLOGIA 80 %

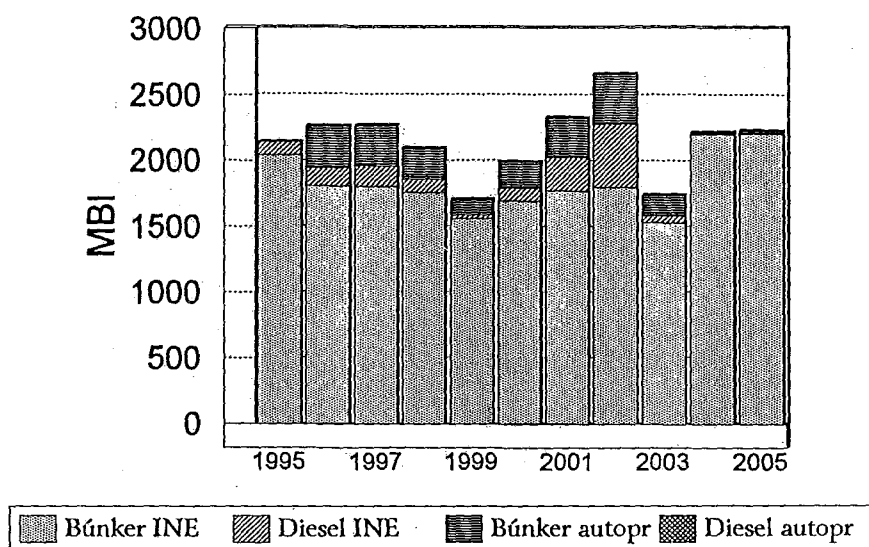


Gráfico II-10
NICARAGUA: COSTO DE COMBUSTIBLES
OPERACION AISLADA HIDROLOGIA 80 %

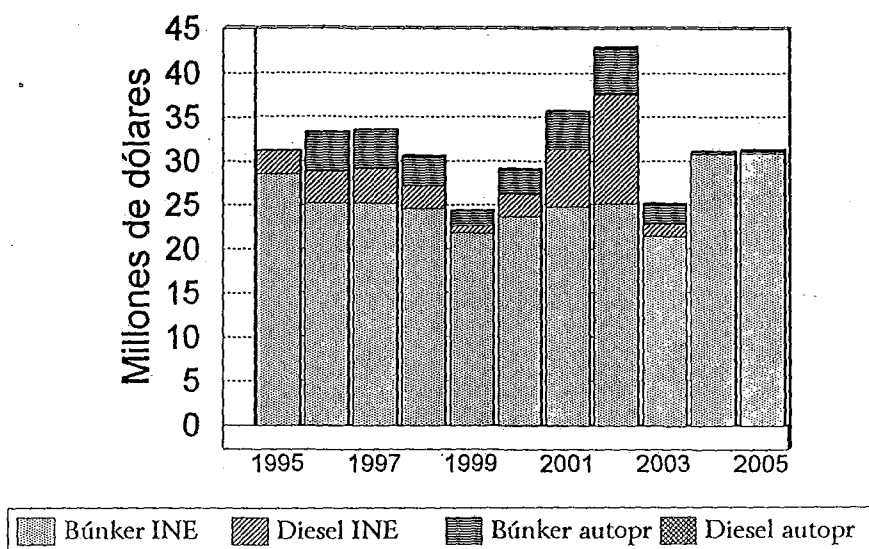


Gráfico II-11
PANAMA: CONSUMO DE COMBUSTIBLES
 OPERACION AISLADA HIDROLOGIA 80 %

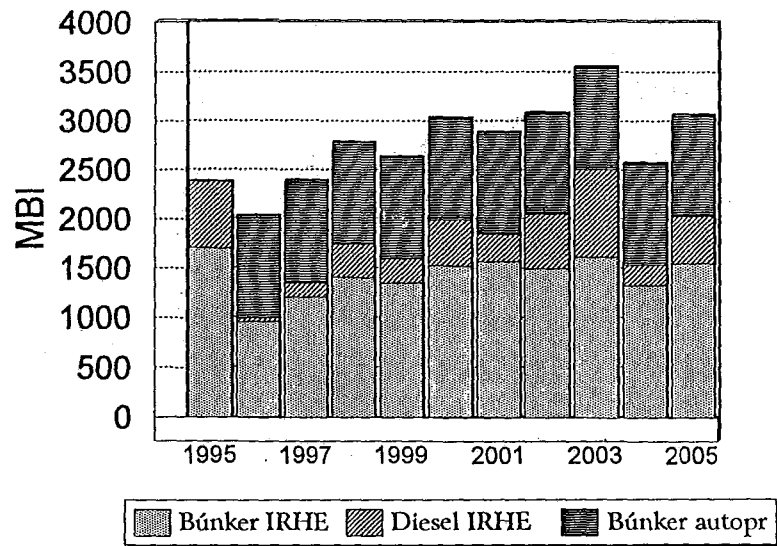


Gráfico II-12
PANAMA: COSTO DE COMBUSTIBLES
 OPERACION AISLADA HIDROLOGIA 80 %

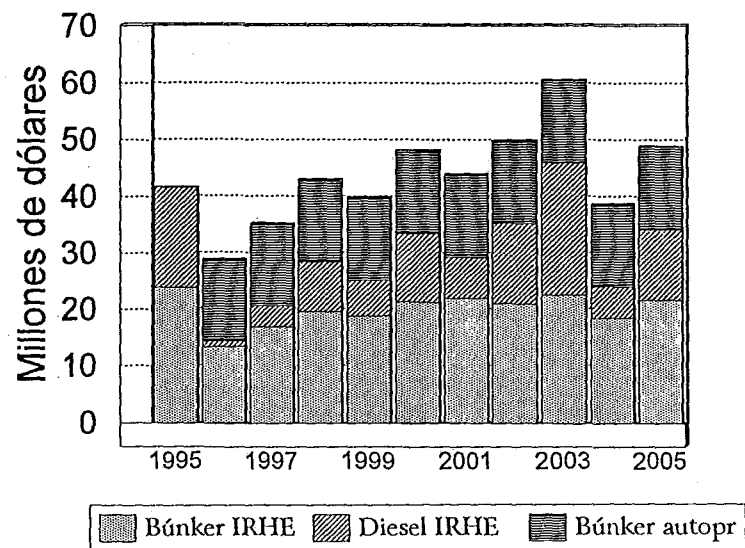


Gráfico II-13
ISTMO: CONSUMO DE COMBUSTIBLES
OPERACION AISLADA / HIDROLOGIA 80 %

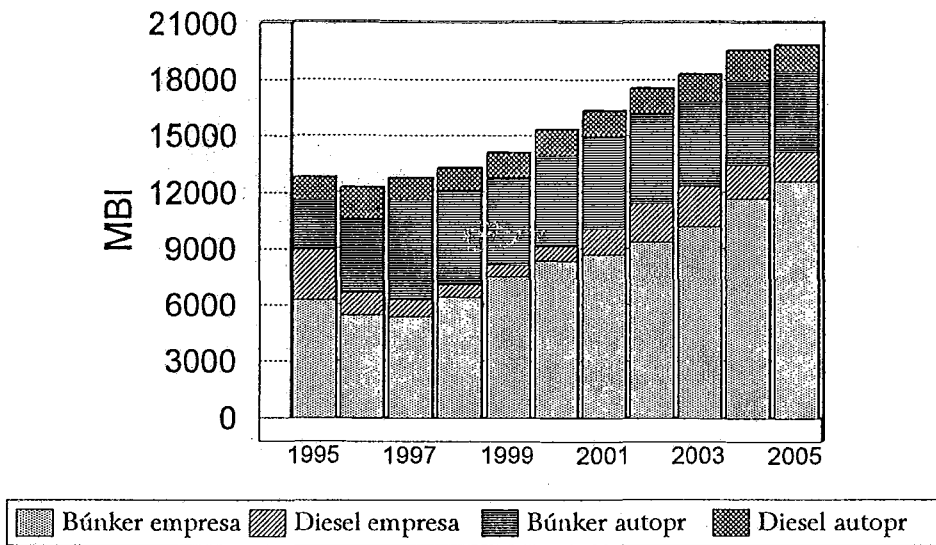


Gráfico II-14
ISTMO: COSTO DE COMBUSTIBLES
OPERACION AISLADA / HIDROLOGIA 80 %

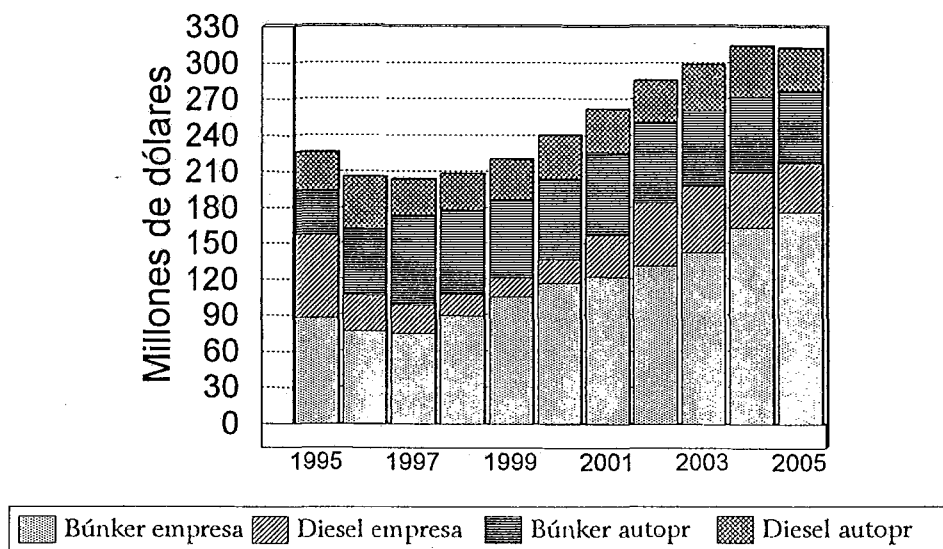


Gráfico II-15
BLOQUE NORTE: CONSUMO DE COMBUSTIBLES
 OPERACION AISLADA HIDROLOGIA 80 %

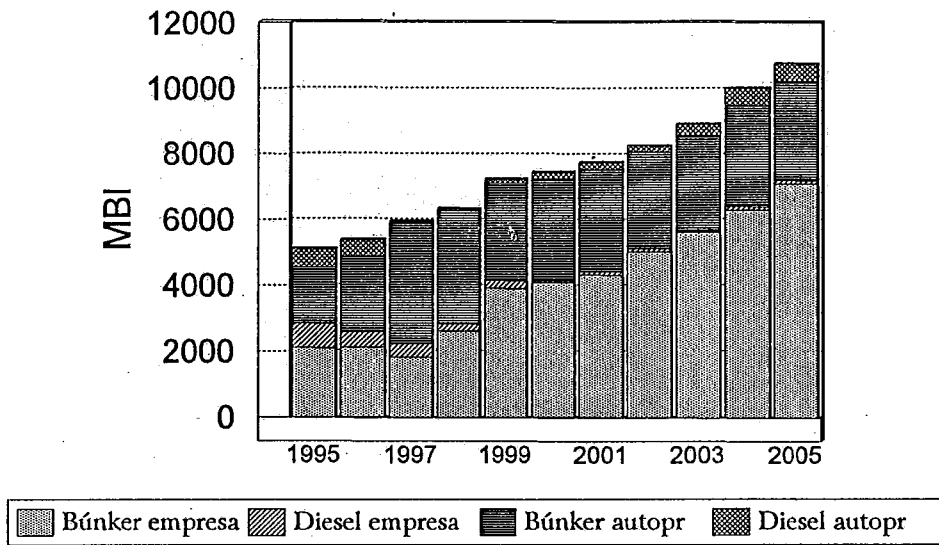


Gráfico II-16
BLOQUE NORTE: COSTO DE COMBUSTIBLES
 OPERACION AISLADA HIDROLOGIA 80 %

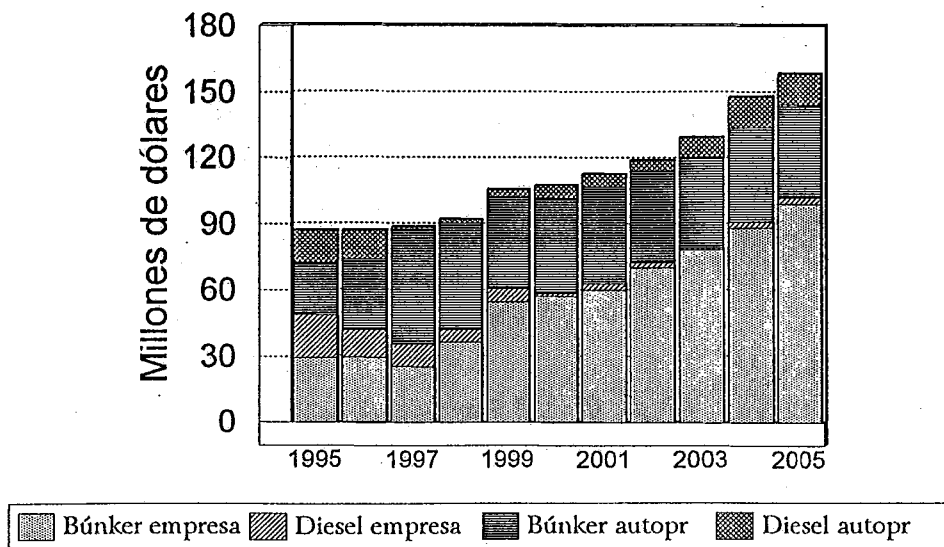


Gráfico II-17
BLOQUE SUR: CONSUMO DE COMBUSTIBLES
 OPERACION AISLADA HIDROLOGIA 80 %

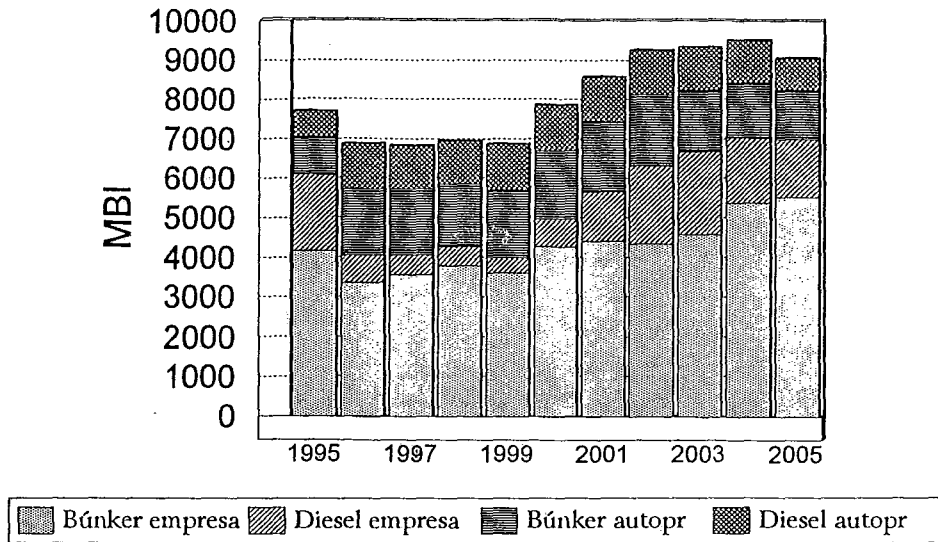
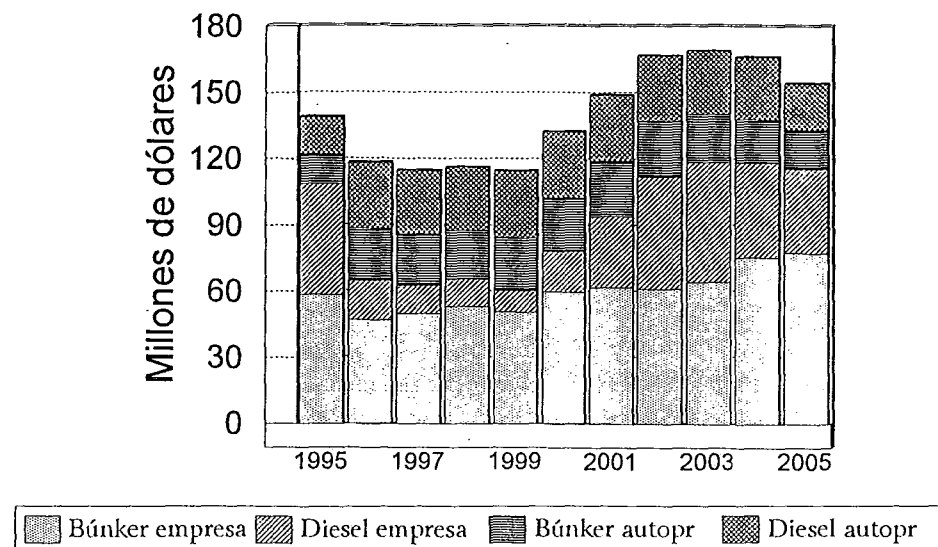


Gráfico II-18
BLOQUE SUR: COSTO DE COMBUSTIBLES
 OPERACION AISLADA HIDROLOGIA 80 %



Anexo III

ISTMO CENTROAMERICANO: INFORMACION
HISTORICA SELECCIONADA

Cuadro III-1
COSTA RICA: CENTRALES GENERADORAS Y CAPACIDAD INSTALADA
POR EMPRESA ELECTRICA, 1994

	Número de unidad	Año de puesta en servicio	Capacidad (MW)		Combustible	
			Instalada	Efectiva	Tipo	kWh/galón
Total			1104.6	1016.1		
Hidráulicas			717.7	725.7		
Arenal (3*52.5)	1-3	79	157.4	160.0		
Corobici (3*58)	1-3	82	174.0	180.0		
Cachi (2*32 + 1*36.8)	1	66	32.0	100.0		
	2	67	32.0			
	3	78	36.8			
Río Macho (2*15+3*30)	1-2	63	30.0	120.0		
	3-4	72	60.0			
	5	78	30.0			
Garita (2*15 + 2*48.7)	1-2	58	30.0	130.0		
	3-4	87	97.4			
Sandillal (2*16)	1-2	92	32.0	30.0		
A. Echandi	1	90	4.7	4.2		
Menores			1.5	1.5		
Geotérmica			60.0	60.0		
Boca de pozo	1	94	5.0	5.0		
Miravalles I	1	94	55.0	55.0		
Térmicas y gas			249.5	221.1		
San Antonio-vapor (2*5)	1-2	54	10.0	10.0	Búnker	9.1
Colima (4*2.97+2*3.83)	1-4	56	11.9	15.0	Búnker/Die	12.9
	5-6	62	7.7		Búnker/Die	12.9
San Antonio-gas (2*19)	1-2	73	38.1	34.0	Diesel	9.1
Barranca (2*20.8)	1-2	74	41.6	34.0	Diesel	9.1
Moín (4*8+3*36.1)	1-4	77	32.0	20.0	Búnker/Die	14.8
	5-7	91	108.3	108.1	Diesel	11.4
Otras empresas			64.4			
Matamoros	1-7		3.193			
ESPH	1-5		2.34			
JASEC	1-4		24.42			
CNFL	1-19		34.475			
Cogeneradores			12.9	9.3		
San Rafael	1		0.281	0.281		
Tapezco	1		0.116	0.06		
Coopeljibaye	1		0.113	0.113		
El Viejo	1-2		4.0	4.0		
El Angel	1		3.704	0.28		
Santa Rufina	1		0.336	0.336		
Caño Grande	1-10		2.5	2.4		
San Gabriel	1		0.5	0.5		
La Lucha	3		0.344	0.344		
Montezuma	2		0.981	0.981		

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Cuadro III-2

EL SALVADOR: CENTRALES GENERADORAS Y CAPACIDAD INSTALADA
POR EMPRESA ELECTRICA, 1994

	Número de unidad	Año de puesta en servicio	Capacidad (MW)		Combustible	
			Instalada	Efectiva	Tipo	kWh/galón
Total			817.5	614.3		
Hidráulicas			388.0	356.0		
Guajayo (1x15)	1	63	15.0	15.0		
Cerrón Grande (2x67.5)	1	76	67.5	130.0		
	2	77	67.5			
5 de Noviembre (4x15+1x21.4)	1	54	15.0	51.0		
	2	54	15.0			
	3	57	15.0			
	4	61	15.0			
	5	66	21.4			
15 de Septiembre (2x78.3)	1	83	78.3	160.0		
	2	84	78.3			
Geotérmicas			105.0	60.0		
Ahuachapán (2x30+1x35)	1	75	30.0	60.0		
	2	76	30.0			
	3	80	35.0			
Berlín (2*5)	1	92	5.0	10.0		
	2	92	5.0			
Térmicas (vapor)			63.0	60.0		
Acajutla (1x30+1x33)	2	66	30.0	60.0	Búnker/Diesel	12.1
	3	68	33.0		Búnker/Diesel	12.1
Turbinas y combustión interna			261.5	138.3		
Acajutla gas (2x37.5+1x82.1)	1	92	37.5	130.0	Diesel	12.1
	2	93	37.5		Diesel	
	3	93	82.1			
Soyapango (2x16.7+1x20.5)	1	72	16.7	0.0	Diesel	7.5
	2	72	16.7		Diesel	7.5
	3	73	20.5		Diesel	7.5
San Miguel (1x25.3+ 5*1.32)	1	84	25.3	5.0	Diesel	8
	1-5	92	6.6			
Miravalles (3x6.2)		85	18.6	3.3	Búnker/Diesel	-

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Cuadro III-3

GUATEMALA: CENTRALES GENERADORAS Y CAPACIDAD INSTALADA
POR EMPRESA ELECTRICA, 1994

	Número de unidad	Año de puesta en servicio	Capacidad (MW)		Combustible	
			Instalada	Efectiva	Tipo	kWh/galón a
Total			1002.3	792.8		
Hidraulicas			488.1	445.4		
Chixoy (5*60)	1	83	60.0	280.0		
	2	83	60.0			
	3	83	60.0			
	4	83	60.0			
	5	83	60.0			
Aguacapa (3*30)	1	82	30.0	80.0		
	2	82	30.0			
	3	82	30.0			
Jurún Marinalá (3*20)	1	69	20.0	60.0		
	2	69	20.0			
	3	69	20.0			
Esclavos (2*6.75)	1	66	6.75	13.0		
	2	66	6.75			
Menores			24.6	12.4		
Térmicas (vapor)			119.0	58.0		
Escuintla (1*53 + 1*33)	1	77	53.0	40.0	Búnker	12.9
	2	77	33.0		Búnker	12.9
Laguna (2*3.5 + 2*13)	1	48	3.5	3.0	Búnker	11.5
	2	50	3.5	3.0	Búnker	11.5
	3	59	13.0	12.0	Búnker	17.2
	4	61	13.0	-	Búnker	17.2
Turbinas y combustión interna			206.2	116.4		
Escuintla (2*12.5+2*25+1*32)	1	65	12.5	0.0	Diesel	7.2
	2	68	12.5	0.0	Diesel	7.3
	3	76	25.0	20.0	Diesel	10.8
	4	76	25.0	20.0	Diesel	9.8
	5	85	32.0	15.0	Diesel	-
Laguna (1*12.5+2*23.45+1*33)	1	64	12.5	-	Diesel	8.5
	2	78	23.5	16.0	Crudo/Die	17.2
	3	78	23.5	16.0	Crudo/Die	17.2
	4	89	33.0	27.0	Diesel	9.1
San Felipe (1*1.2)	1	65	1.4	0.0		
Puerto barrios	1-6	77	5.4	2.4		
Privados			189.0	173.0		
Barcaza ENRON(10*5.5)	1-10	92	55.0	55.0		
Barcaza ENRON(10*5.5)	11-20	93	55.0	55.0		
Stewart & Stevenson	1	91	50.0	41.0		
Cementos Progreso		94	12.0	12.0		
Cogeneración		91	17.0	10.0		

Fuente: Cepal, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Cifras estimadas por la CEPAL.

Cuadro III-4

HONDURAS: CENTRALES GENERADORAS Y CAPACIDAD INSTALADA
POR EMPRESA ELECTRICA, 1994

	Número de unidad	Año de puesta en servicio	Capacidad (MW)		Combustible	
			Instalad	Efectiva	Tipo	kWh/galón a
Total			590.2	507.2		
Hidráulicas			424.2	381.2		
Cajón (4x73)	1	85	73.0	250.0		
	2	85	73.0			
	3	85	73.0			
	4	85	73.0			
Cañaveral (2x14.25)	1	64	14.3	28.0		
	2	64	14.3			
Río Lindo (4x20)	1	71	20.0	80.0		
	2	71	20.0			
	3	78	20.0			
	4	78	20.0			
Nispero (1x22.5)	1	82	22.5	22.0		
Santa María del Real		94	1.2	1.2		
Térmicas combustión interna			86.6	68.0		
Ceiba (4x6.65)	1	74	6.7	16.0	Búnker	13.3
	2	74	6.7		Búnker	13.3
	3	74	6.7		Búnker	13.3
	4	74	6.7		Búnker	13.3
Térmica Alsthom (4x7.5)	1	80	7.5	24.0	Búnker	13.8
	2	80	7.5		Búnker	13.8
	3	80	7.5		Búnker	13.8
	4	80	7.5		Búnker	13.8
Térmica Sulzer (4x7.5)	1	84	7.5	28.0	Búnker	13.8
	2	84	7.5		Búnker	13.8
	3	84	7.5		Búnker	13.8
	4	84	7.5		Búnker	13.8
Térmicas gas			19.4	4.0		
La Puerta (1x15)	1	70	15.0	-	Diesel	8.0
Santa Fe	1-2		4.4	4.0	Diesel	12.0
Privados			60.0	54.0		
ELCOSA	1-6	94	60.0	54.0	Bunker	16.0

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Cifras estimadas por la CEPAL.

Cuadro III-5

NICARAGUA (INE): CENTRALES GENERADORAS Y CAPACIDAD INSTALADA
POR EMPRESA ELECTRICA, 1994

	Número de unidad	Año de puesta en servicio	Capacidad (MW)		Combustible	
			Instalad	Efectiva	Tipo	kWh/galón a
Total			390.4	355.0		
Hidráulicas			103.4	97.0		
Centroamérica (2*25)	1	64	25.0	48.0		
	2	64	25.0			
Carlos Fonseca (2*25)	1	71	25.0	46.0		
	2	71	25.0			
Wabule/Las Canoas		90	3.4	3.0		
Geotérmicas			70.0	50.0		
Patricio Argüello (2*35)	1	83	35.0			
	2	89	35.0			
Térmicas vapor			175.0	169.0		
Nicaragua (2*50)	1	77	50.0	50.0	Búnker	12.9
	2	77	50.0	50.0	Búnker	12.9
Managua (2*15 + 1*45)	1	58	15.0	12.0	Búnker	12.0
	2	58	15.0	12.0	Búnker	12.0
	3	70	45.0	45.0	Búnker	12.4
Térmicas gas			42.0	39.0		
Germán Pomares (1*15)	1	67	15.0	14.0	Diesel	7.6
Jose D. Estrada (1*27)	1	92	27.0	25.0		

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Cifras estimadas por la CEPAL.

Cuadro III-6

PANAMA (IRHE): CENTRALES GENERADORAS Y CAPACIDAD INSTALADA
POR EMPRESA ELECTRICA, 1994

	Número de unidad	Año de puesta en servicio	Capacidad (MW)		Combustible	
			Instalada	Efectiva	Tipo	kWh/galón
Total			910.4	714.1		
Hidráulicas			550.8	478.0		
Fortuna (3*100)	1	84	100.0	97.0		
	2	84	100.0	97.0		
	3	84	100.0	96.0		
Bayano (2*75)	1	76	75.0	54.0		
	2	76	75.0	54.0		
Estrella (2*21)	1	78	21.0	16.0		
	2	79	21.0	16.0		
Los Valles (2*24)	1	79	24.0	20.0		
	2	79	24.0	20.0		
Menores			10.8	8.0		
Térmicas vapor			155.5	97.0		
Bahía las Minas (1*24+3*40)	1	67	24.0	17.0	Búnker	11.8
	2	69	40.0	-	Búnker	-
	3	72	40.0	40.0	Búnker	12.5
	4	74	40.0	40.0	Búnker	12.2
San Francisco (1*11.5)	3	60	11.5	-	Búnker	-
Térmicas gas			204.1	139.1		
Subestación Panamá (2*21.4)	1	83	21.4	16.0	Diesel	9.3
	2	83	21.4	16.0	Diesel	9.3
Pielstick (4*7)	1-4	76	28.2	-	Búnker	-
Bahía Las Minas J.B.(2*30)	1-2	88	60.0	54.0	Diesel a/	10.5
9 de Enero 7	1	93	29.0	29.0	Diesel	
Monte Esperanza (1*20)	1	85	20.0	-	Diesel	-
Capira (2*.55+1*1+3*2.5)	3-4	73	1.1	9.6		
	5	74	1.0			
	7	75	2.5			
	8	80	2.5			
	5a		2.5			
Chitre (1*2+5*2.5)	1	72	2.0	14.5		
	3	72	2.5			
	4-5	73	5.0			
	6	74	2.5			
	4a		2.5			

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Diesel Marino.

Cuadro III-7

**ISTMO CENTROAMERICANO: OFERTA/DEMANDA DE POTENCIA
Y SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA, 1990**

	Demanda Máxima (MW)	Potencia instalada (MW)					Generación neta (GWh)				
		Total	Hidro	Geo	Vapor	Diesel	Total	Hidro	Geo	Vapor	Diesel
Istmo	2614.5	4121.2	2700.6	165.0	519.5	736.1	14175.2	12165.8	747.6	1013.8	248.0
Costa Rica	682	888.5	747.3	-	10	131.2	3543	3497.4	-	-	45.6
El Salvador	412.3	650.4	388	95	63	104.4	2164.4	1641.5	384.3	124.9	13.7
Guatemala	452.2	810.9	488.1	-	116	206.8	2318.4	2140.6	-	81.2	96.6
Honduras	351	524.6	423	-	-	101.6	2273.6	2278.6	-	-	-5
Nicaragua	253	363.4	103.4	70	175	15	1251	401.7	363.3	481.5	4.5
Panamá	464	883.41	550.81	-	155.5	177.1	2624.8	2206	-	326.2	92.6

	Energía (GWh)					Factor Carga (%)	Combustible (MBI)		
	Generación neta	Expor- tación	Impor- tación	Dispo- nible	Raciona- miento		Bunker	Diesel	Diesel Marino
Istmo	14175.2	421.5	484.0	14237.7	-	62.2	2120.6	254.6	137.1
Costa Rica	3543.0	31.9	186.3	3697.4	-	61.9	10.2	101.8	
El Salvador	2164.4	9.5	10.8	2165.7	-	60.0	269.1	42.0	
Guatemala	2318.4	10.8	9.5	2317.1	-	58.5	124.4	25.2	
Honduras	2273.6	337.4	3.2	1939.4	-	63.1	0.0	0.5	
Nicaragua	1251.0	3.2	71.2	1319.0	-	59.5	1043.8	0.0	
Panamá	2624.8	28.7	203.0	2799.1	-	68.9	673.1	85.1	137.1

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Notas: Las exportaciones e importaciones de Panamá incluyen a otros sistemas.

Cuadro III-8

ISTMO CENTROAMERICANO: OFERTA/DEMANDA DE POTENCIA
Y SUMINISTRO DE ENERGÍA ELECTRICA, 1991

	Demanda Máxima (MW)	Potencia instalada (MW)					Generación neta (GWh)				
		Total	Hidro	Geo	Vapor	Diesel	Total	Hidro	Geo	Vapor	Diesel
Istmo	2797.7	4279.1	2709.3	165.0	521.0	883.8	14830.4	11372.4	819.3	1554.6	1084.1
Costa Rica	717.6	1007.0	756.0	-	11.5	239.5	3806.4	3630.4	-	14	162
El Salvador	448	650.4	388.0	95.0	63.0	104.4	2230.4	1262.5	391.6	334.4	241.9
Guatemala	495.1	850.4	488.1	-	116.0	246.3	2429.7	1804.3	-	287.3	338.1
Honduras	377	524.6	423.0	-	-	101.6	2305.9	2309.8	-	-	-3.9
Nicaragua	271	363.4	103.4	70.0	175.0	15.0	1307.6	335.6	427.7	543.6	0.7
Panamá	489	883.3	550.8	-	155.5	177.0	2750.4	2029.8	-	375.3	345.3

	Energía (GWh)					Factor Carga (%)	Combustible (MBI)		
	Generación neta	Expor- tación	Impor- tación	Dispo- nible	Raciona- miento		Bunker	Diesel	Diesel Marino
Istmo	14830.4	327.2	409.1	14912.3	233.1	60.8	3264.9	1367.0	618.1
Costa Rica	3806.4	86.6	93.5	3813.3	-	60.7	130.4	233.5	
El Salvador	2230.4	1.7	6.9	2235.6	160.8	57.0	770.3	601.0	
Guatemala	2429.7	6.8	1.7	2424.6	43.0	55.9	439.1	331.8	
Honduras	2305.9	217.9	3.7	2091.7	-	63.3	0.3	4.8	
Nicaragua	1307.6	3.7	95.3	1399.2	23.3	58.9	1133.0	2.1	
Panamá	2750.4	10.5	208.0	2947.9	6.0	68.8	791.8	193.8	618.1

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Notas: Las exportaciones e importaciones de Panamá incluyen a otros sistemas.

En la generación con diesel de Costa Rica se incluye la mezcla bunker-diesel (55.3 GWh).

El racionamiento estimado por CEL incluye el efecto de sabotaje.

Cuadro III-9

ISTMO CENTROAMERICANO: OFERTA/DEMANDA DE POTENCIA
Y SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA, 1992

	Demanda Máxima (MW)	Potencia instalada (MW)					Generación neta (GWh)				
		Total	Hidro	Geo	Vapor	Diesel	Total	Hidro	Geo	Vapor	Diesel
Istmo	3014.2	4466.9	2741.9	175.0	526.5	1023.4	15821.9	11120.2	794.4	1831.8	2075.6
Costa Rica	763.2	1042.3	788.6	-	14.0	239.7	4142.9	3559.5	-	41.6	541.8
El Salvador	476	697.9	388.0	105.0	63.0	141.9	2316.5	1410.2	359.2	329.1	217.9
Guatemala	538	928.2	488.1	-	119.0	321.1	2766.1	1813.0	-	282.0	671.1
Honduras	433	524.6	423.0	-	-	101.6	2314.7	2197.5	-	-	117.2
Nicaragua	286	390.4	103.4	70.0	175.0	42.0	1427.0	256.0	435.1	735.5	0.5
Panamá	518	883.4	550.8	-	155.5	177.1	2854.6	1884.0	-	443.6	527.0

	Energía (GWh)					Factor Carga (%)	Combustible (MBI)		
	Generación neta	Expor- tación	Impor- tación	Dispo- nible	Raciona- miento		Bunker	Diesel	Diesel Marino
Istmo	15821.9	259.2	422.8	15985.4	15.0	60.5	3905.6	3284.7	725.0
Costa Rica	4142.9	98.0	33.9	4078.8	-	61.0	193.5	1082.3	
El Salvador	2316.5	45.9	98.5	2369.1		56.8	796.3	558.4	
Guatemala	2766.1	89.3	34.9	2711.7		57.5	367.1	964.9	
Honduras	2314.7	8.0	13.0	2319.7	-	61.2	85.7	120.0	
Nicaragua	1427.0		31.5	1458.5	nd	58.2	1493.0	1.2	
Panamá	2854.6	18.0	210.9	3047.5	15.0	67.2	970.0	557.9	725

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Notas: Las exportaciones e importaciones de Panamá incluyen a otros sistemas.

Cuadro III-10

ISTMO CENTROAMERICANO: OFERTA/DEMANDA DE POTENCIA
Y SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA, 1993

	Demanda Máxima (MW)	Potencia instalada (MW)					Generación neta (GWh)				
		Total	Hidro	Geo	Vapor	Dies+Gas	Total	Hidro	Geo	Vapor	Dies+Gas
Istmo	3206.4	4679.8	2743.2	175.0	544.5	1217.1	17247.1	12435.4	727.4	1687.1	2397.2
Costa Rica	813.7	1041.6	788.0	-	14.0	239.6	4384.4	3961.5	-	26.7	396.2
El Salvador	529.8	817.5	388.0	105.0	63.0	261.5	2717.5	1512.0	350.5	328.0	527.0
Guatemala	579.0	993.0	490.0	-	137.0	366.0	3030.2	1934.0	-	224.1	872.1
Honduras	446.8	525.0	423.0	-	-	102.0	2479.3	2259.3	-	-	220.0
Nicaragua	296.0	390.4	103.4	70.0	175.0	42.0	1536.6	481.5	376.9	659.3	18.9
Panamá	541.2	912.3	550.8	-	155.5	206.0	3099.1	2287.1	-	449.0	363.0

	Energía (GWh)					Factor Carga (%)	Combustible (MBI)		
	Generación neta	Expor- tación	Impor- tación	Dispo- nible	Raciona- miento		Bunker	Diesel	Diesel Marino
Istmo	17247.1	198.7	314.1	17362.6	38.7	61.8	4690.9	3286.3	422.1
Costa Rica	4384.4	1.5	1.5	4384.4	-	61.5	133.0	795.9	
El Salvador	2717.5	11.1	90.1	2796.5	22.1	60.3	746.9	1138.5	
Guatemala	3030.2	90.1	10.9	2951.0	-	58.2	1413.0	509.4	
Honduras	2479.3	13.3	67.4	2533.4	3.6	64.7	1.5	313.8	63.4
Nicaragua	1536.6	60.3	15.0	1491.3	16.6	57.5	1363.8	44.4	
Panamá	3099.1	22.4	129.2	3205.9	-	67.6	1032.8	484.4	358.7

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras preliminares proporcionadas por las empresas electricas de los países.

Notas: Las exportaciones e importaciones de Panamá incluyen a otros sistemas.

En la generación diesel de Guatemala se incluyen 612 GWh del autoproduccion ENRON y en la generación a vapor 52 GWh de cogeneración.

En la cifra del búnker de Guatemala se incluyen 263 MBI de crudo usados en la central Laguna y 980 MBI estimados para ENRON.

Cuadro III-11

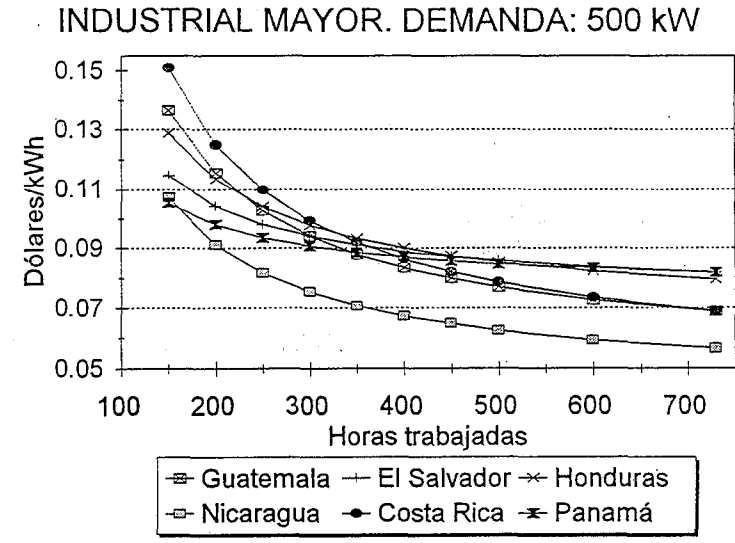
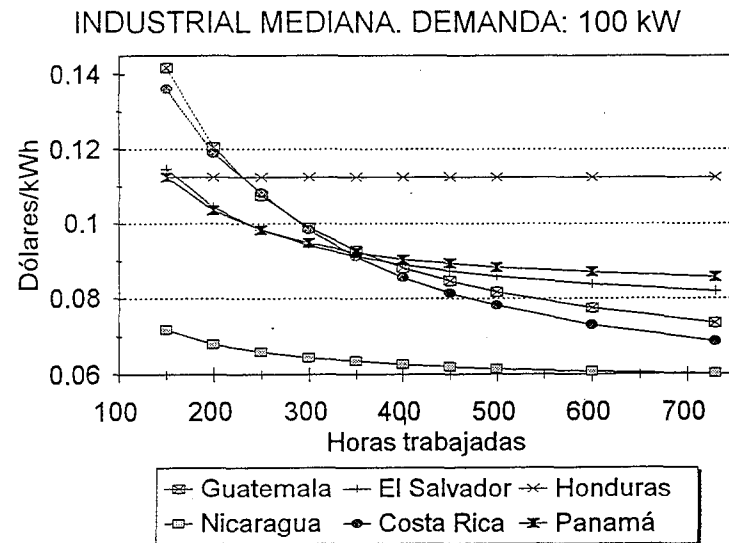
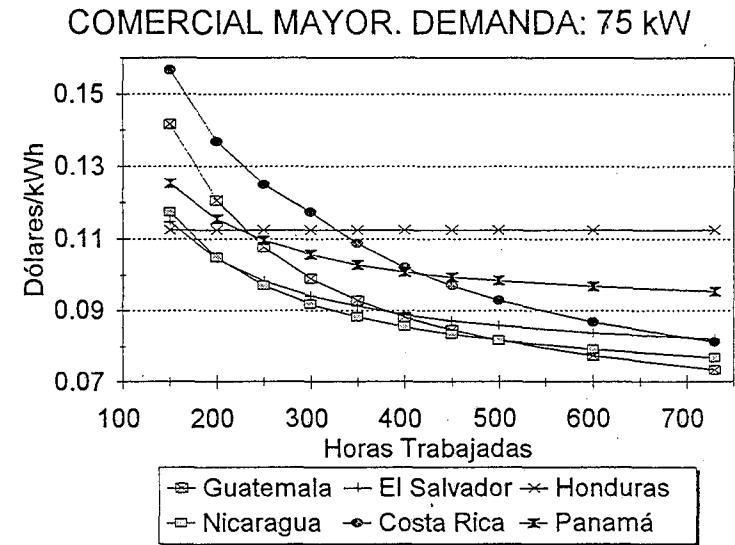
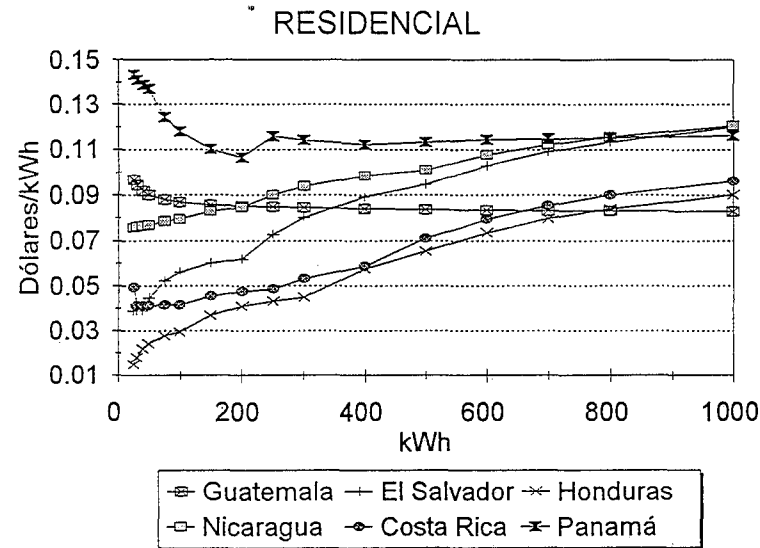
ISTMO CENTROAMERICANO: ENERGIA HIDROELECTRICA GENERABLE EN CADA PAIS
GWh

	DATOS HISTORICOS									Condiciones Hidrológicas		
	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	PROMEDIO	CRITICA	80%	MEDIA
ISTMO	9,979	10,658	11,519	12,166	11,380	11,115	12,434	11,205	11,307	10,245	11,417	12,650
COSTA RICA	2,994	3,040	3,318	3,497	3,630	3,560	3,961	3,560	3,445	3,545	3,618	3,737
EL SALVADOR	1,128	1,297	1,419	1,642	1,263	1,410	1,512	1,442	1,389	1,161	1,607	1,799
GUATEMALA	1,698	1,847	2,086	2,141	1,804	1,813	1,933	1,595	1,865	1,374	1,502	1,781
HONDURAS	1,741	1,897	1,988	2,279	2,313	2,192	2,259	1,834	2,063	1,812	1,974	2,096
NICARAGUA	393	385	534	401	334	256	482	383	396	309	420	435
PANAMA	2,025	2,192	2,174	2,206	2,036	1,884	2,287	2,391	2,149	2,044	2,296	2,802

Notas:

1. Las condiciones de hidrología crítica y promedio corresponden a las utilizadas por los países en sus planes de expansión.
2. En el período 1987-93, el incremento de la capacidad instalada hidroeléctrica fue en resumen la siguiente:
 - a) En Costa Rica, las unidades 3 y 4 de Garita en 1987, el Sandillal (32 MW) en diciembre de 1992 y Belén (8 MW) en 1991;
 - b) en Panamá se incrementó la altura de la presa de la hidroeléctrica Fortuna a finales de 1993, lo cual permitirá incrementar la generación de esa central. Se ha supuesto un incremento de 190 GWh al año.
3. Únicamente se consideran las centrales en operación en 1994.

ISTMO CENTROAMERICANO: SELECCION DE TARIFAS VIGENTES AL MES DE JULIO DE 1994



Fuente: INE, documento "Tárfas comparativas en Centroamérica y Panamá con tipos de cambio al mes de julio de 1994".